ANNUAL REPORT 1991 - 1992

Ontario Energy Board

Ontario

CONTENTS

Message from the Chair 3

Introduction 5

Structure 12

The Public Hearing Process 14

Review of Activities 17
Natural Gas Rates Applications 19
Ontario Hydro Reference 25
Generic Hearing 26
Facilities Applications 27
Gas Storage and Drilling Permit Applications 29
New Franchise and Certificate 29
Other Reports 29
Cost Awards 30

Glossary of Terms and Acronyms 32

The Ontario Energy Board is located at
2300 Yonge Street
Suite 2601
Toronto, Ontario
(416) 481-1967

Copies of this and other Board publications may be purchased from the Ontario Government Bookstore, 880 Bay Street, Toronto.
Telephone (416) 326-5300.

Out-of-town customers please contact the Ministry of Government Services, Publications Services Section, 5th Floor, 880 Bay Street, Toronto, Ontario M7A 1N8.
Toll-free long distance: 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographs by Vincenzo Pietropaulo. Photographs of hydro installations courtesy of Ontario Hydro (photographers Harry James and Gary Smith) and of gas installations courtesy of Centra Gas Ontario Inc., The Consumers' Gas Company Ltd., and Union Gas Limited.

Ontario

Minister
Ministre

Ministry of Energy

Ministère de l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/327-2936
Fax 327-1216

Queen's Park
Toronto (Ontario)
M7A 2B7
416/327-2936
Télécopieur 327-1216

The Honourable Henry N.R. Jackman
Lieutenant Governor of the
Province of Ontario:

I hereby submit the annual report of the Ontario Energy Board. It reviews the events and activities of the fiscal year 1991-1992.

Respectfully submitted,

Brian Charlton

Brian A. Charlton
Minister

100% Recycled Paper

Papier Recyclé à 100%

In January 1992 I returned to the Ontario Energy Board after five years on various assignments with the Ontario government. At the time I left the Board in 1987, the natural gas industry had embarked on a process to facilitate the letter and intent of the Western Accord and the Agreement on Natural Gas Markets and Prices. During the years away from the Board, I observed with great interest the way in which the industry in general and the Board in particular met the challenges posed by deregulation.

With deregulation, the forces of supply and demand resulted in the price of gas being substantially lower than it had been. In fact, despite the increases in utility operating costs, the overall cost of gas to the customers is not markedly different today from a decade ago.

The increasing competitiveness of gas over other forms of energy has increased the need for gas utilities to make capital investments to adjust to the new demand. This fact largely explains why gas utilities have in recent years been appearing before the Board for review of their rates on an annual basis. I anticipate that this will continue to be the case for the foreseeable future.

As the second half of the 1980s was marked as the 'era of deregulation,' the 1990s are shaping up to be the 'green era.' The issues of conservation, environmental concerns, and sustainable development will assume increasing significance, and the traditional role and practices of the utility may need to be modified. The challenge for the Board is to consider these forces in terms of the overall public interest and within the context of appropriate legislation, government policy, and regulatory practice.

During the fiscal year, the Board initiated a process whereby public input is being sought to explore the area of integrated resource planning (IRP) for natural gas utilities and how such a concept can be incorporated into practice. The focal point of the discussion is expected to be whether existing regulatory practices act as a disincentive for utilities to embrace integrated resource planning and how any inherent conflicts that may exist in such practices can be resolved. Given the importance, complexity, and, no doubt, controversy of the subject, it is expected that the process will take some time to complete.

Summaries of some of the more significant decisions issued during the fiscal year are presented in this Report. The diversified nature of these decisions illustrates the variety of skills required at the Board to deal effectively with these matters. The increasingly complex workload could not have been handled without the talent, expertise, and cooperation of our very dedicated Board members and staff.

During the fiscal year the Board conducted its annual review of Ontario Hydro's proposed bulk power rate increase for 1992 and made a number of recommendations to the government. It is worth noting that the issues of non-utility generation and energy management are increasingly taking more hearing time while the need to scrutinize other areas of the utility's operations has not diminished.

The Board also issued a number of decisions under the Intervenor Funding Project Act, a three-year pilot project. The Board is encouraged by the increased public participation in the hearing process made possible as a result of this legislation. In that regard, as part of a government review of the project, the Board responded to a request for input and recommended a number of changes directed mainly at making the intervenor funding process more efficient and effective.

At the same time, the Board has been working towards reducing some of the uncertainty surrounding its treatment of cost awards, and towards reducing the time required to process these awards at the conclusion of a hearing. Revised policies and procedures are being considered which we hope will give financially restricted intervenors greater confidence in the cost award process when they weigh the need to apply to the Board for advance funding under the Intervenor Funding Project Act.

In the continuing effort to streamline the regulatory process, a number of practices are being reviewed, and some are already being implemented. For example, the Board has recently used a two-year test period rate review process and a mechanism for alternative dispute resolution (ADR) whereby parties can resolve issues before a hearing commences. Although only in the development stage, early signs are that these procedures, if implemented properly, may limit actual hearing time and reduce costs. The Board is continually considering suggestions made to it by interested parties, including suggestions from a Board staff / Ontario Natural Gas Association committee which meets on a regular basis.

Changes in membership of the Board during the year include the departures of Mrs. V.W. Bielski and Dr. R.M.R. Higgin. We appreciate the contributions these individuals made to the work of the Board, and we wish them well in their current endeavours.

I would also like to recognize the previous Chair, Stephanie J. Wychowanec, for her role during her three-year term of office which ended in June 1991. Miss Wychowanec was appointed as Chair of the Board following a long and distinguished career in many key positions within the Ontario government. Her extensive experience was a valuable asset to the government and to the Board. I would also like to express my appreciation for the contribution of Mr. O.J. Cook in assuming the position of acting Chair for six months of the fiscal year and for his assistance to me after my appointment to this position. Mr. Cook was appointed Vice-Chair of the Board effective November 7, 1991.

As I look to the future, the professionalism, competence, and dedication I observe in the Board's membership and staff enhance my confidence that the responsibilities entrusted to the OEB will continue to be met with competence and fairness.

Marie C. Rounding
Chair

Ontario relies heavily on natural gas as an energy source and as a feedstock, primarily in the production of chemicals. Natural gas is the major fuel for all sectors of the economy except transportation, and it is the primary fuel used in heating space and water in the province. Indeed Ontario uses more natural gas than any other consuming province and accounts for approximately 42 percent of the total demand for Canadian natural gas. Natural gas provides approximately 32 percent of the energy consumed in the province, while electricity provides about 19 percent. Liquid fuels (oil and natural gas liquids), coal, and wood provide the balance of Ontario's energy consumption.

The Ontario Energy Board regulates the natural gas industry through the setting of rates, authorizing the construction of transmission lines, and approving franchise agreements. The Board also advises the Minister of Energy on general matters relating to the natural gas industry, as well as matters relating to Ontario Hydro. In all its considerations, the Board endeavours to ensure that rates are fair, that supply is secure, and that the public interest is upheld.

The report that follows outlines the Board's mandate and its role and responsibilities in fulfilling that mandate. It provides a tabular listing of all the Board's activities over the past year ended March 31, 1992, and discusses some of these activities briefly.

MANDATE

The Ontario Energy Board was formed in 1960 to provide an impartial formal mechanism for regulating specific aspects of Ontario's natural gas industry. In 1974 the government extended the Board's mandate to include annual reviews of changes in Ontario Hydro's bulk power rates. In addition to its regulatory responsibilities, the Board, when requested in references from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, will advise on matters relating to energy. In all its activities, the primary objective of the Ontario Energy Board is to ensure that the public interest is served and protected.

Most of the Board's responsibilities stem from legislation as set out primarily in the Ontario Energy Board Act. In addition, six other statutes give jurisdiction to the Board:

- the Municipal Franchises Act
- the Petroleum Resources Act
- the Public Utilities Act
- the Assessment Act
- the Toronto District Heating Corporation Act
- the Intervenor Funding Project Act

The Intervenor Funding Project Act was proclaimed on April 1, 1989, by the Lieutenant Governor in Council. As a three-year pilot project, the act establishes a procedure to provide for advance funding to intervenors in proceedings before a number of boards, including the Ontario Energy Board. It sets out specific criteria which the funding panel, established under the Act, must consider in deciding whether to award funding to an intervenor.

The Board's procedures are governed by the Statutory Powers Procedure Act and the Board's own draft Rules of Practice and Procedure.

Board members on March 31, 1992, *from left to right, back row:* R.R. Perdue, Carl A. Wolf Jr, C.W.W. Darling, Vice-chair O.J. Cook; *front row:* Judith C. Allan, Chair Marie C. Rounding, Pamela W. Chapple

ROLE AND RESPONSIBILITIES

Setting Rates for Natural Gas

Each natural gas utility sells and transports gas in franchised areas of the province. Competition now exists in the supply of energy: buyers may purchase gas directly from producers or from the distributors, or they may turn to other sources of energy. Since the transportation of gas involves an extensive network of pipelines and storage facilities, a monopoly arrangement is most efficient; it avoids duplication of facilities and the cost increases that would otherwise result.

In Ontario, rates for the sale of gas must be approved by the Board. Gas distributors are required by legislation to submit their proposed rates to the Board for review and approval. Rates for each utility are set following a public hearing, and a major rate hearing lasts approximately three to four weeks.

Rates vary among classes of customers: residential, commercial, and industrial. In setting rates, the Board's objective is to reflect the costs imposed on the system by the varying demands of different classes of customers. Residential demand for natural gas as a heating fuel, for example, changes according to the weather and the time of day. As a result, it costs more on a per unit basis to provide service to residential users than to industrial customers, which use relatively large amounts of gas at a more constant level.

In setting rates, the Board tries to strike a balance between the prices to be paid by customers and the rate of return which shareholders of the utilities are allowed to earn on their investment. Rates are to be just and reasonable for both customer and shareholder. In making its decisions, the Board considers past, present, and projected expenses, along with current and forecast economic conditions and trends and the earnings expectations of the utility's investors.

The Board may grant interim rate relief to either company or customers in cases where significant changes in a utility's costs or revenues have occurred or will occur. In such cases, an interim rate hearing may be held,

which usually takes one or two days. Interim rates are subject to revision and are not final until the main rates application is completed and the Board has issued its Decision and Order.

As well as ensuring that utilities charge reasonable rates, the Board also must consider, as part of the rate hearings, the quality of service the utility provides.

The Consumers' Gas Company Ltd. (Consumers Gas) is Canada's largest natural gas distribution utility serving approximately 1,090,000 residential, commercial, and industrial customers in southern, central, and eastern Ontario. Through affiliated companies not regulated by the Board, Consumers Gas also supplies western Quebec and northern New York State. At its year end on September 30, 1991, Consumers Gas' rate base was $1.689 billion. During that year Consumers Gas' total throughput was 9.8 billion cubic metres, with total revenues of $1.563 billion. Consumers Gas is wholly owned by British Gas plc.

Union Gas Limited (Union) is the second largest gas distributor in Ontario, serving customers in southwestern Ontario. It also operates a network of transmission pipeline, storage, and compression facilities for customers and other utilities in eastern Ontario and Quebec. As of March 31, 1992, Union's rate base was approximately $1.5 billion. It served over 632,500 residential, commercial, and industrial customers, generating a total system throughput of 21.2 billion cubic metres for fiscal 1992, which includes gas transported for other utilities. Total volumes of gas delivered to Union's distribution customers (which includes both sales and transportation only customers) was 7.8 billion cubic metres. Total revenue for Union in fiscal 1992 was $1.3 billion.

Centra Gas Ontario Inc. (Centra) serves approximately 118 communities in northwestern, northern, and eastern Ontario. Its natural gas distribution system comprises approximately 6,870 kilometres of pipeline originating at more than 84 delivery points on the TransCanada PipeLines Limited (TCPL) transmission system. The Centra system is composed of a series of laterals running off the TCPL system as the latter crosses Ontario, starting at Kenora and extending to Lake Ontario and the St. Lawrence River. As of December 31, 1991, Centra's average rate base was over $487 million. Serving approximately 190,100 customers, Centra's system throughput totalled 3.733 billion cubic metres. Centra's total revenue in fiscal 1991 was some $476 million.

Natural Resource Gas Limited (NRG) is a small utility serving 2,348 customers in the Aylmer area. As of September 30, 1991, NRG's average rate base was $4.052 million and total gas sales were 12.681 million cubic metres. The company generated approximately $3.634 million of revenue in its 1991 fiscal year.

Tecumseh Gas Storage Limited (Tecumseh) is a gas storage company operating in southwestern Ontario which is wholly owned by Consumers Gas. Consumers Gas is also the sole operator of the company. In its fiscal 1992 year Tecumseh generated approximately $19.5 million in revenue. Tecumseh's only customers are Union and Consumers Gas.

Reviewing Ontario Hydro Rates

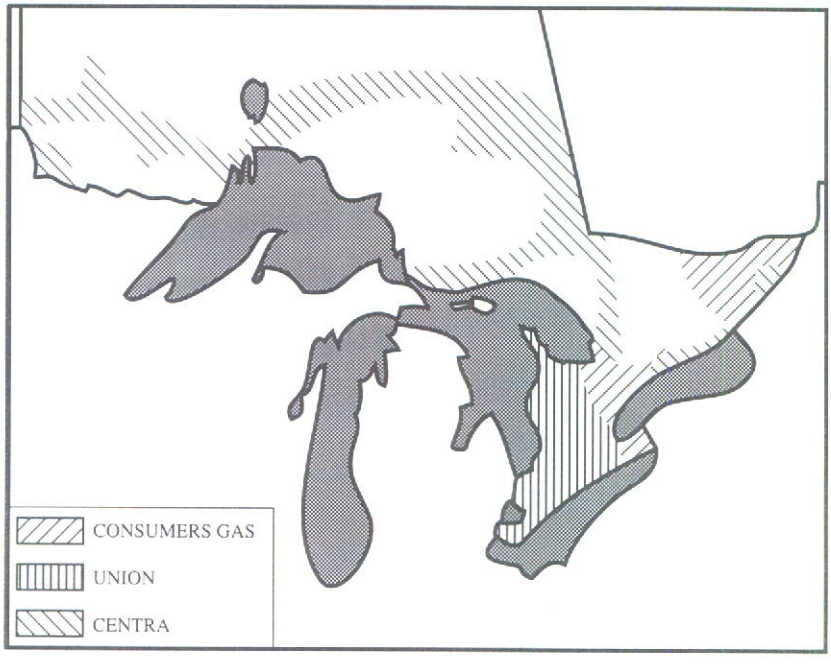
Ontario Hydro's bulk power rates (wholesale rates for municipalities and certain industrial customers) are set by Ontario Hydro's own board of directors. However, Ontario Hydro is required to submit any proposed change in its rates to the Minister of Energy, who then refers the proposal to the Board, along with full technical information and financial data. After a public hearing, which usually begins in late May or early June and runs for about four weeks, the Board submits its report with recommendations to the Minister of Energy on or before August 31 each year. The Board's role is an advisory one and its recommendations are not binding on Ontario Hydro.

Ontario Hydro is the province's largest crown corporation. As of December 31, 1991, Ontario Hydro had assets of $43.24 billion. It served, at that date, more than 3.7 million customers directly and indirectly, over 86 percent being residential. Provincial sales of 130,964 GWh and export sales of 2,123 GWh produced revenue of $7.1 billion in fiscal 1991.

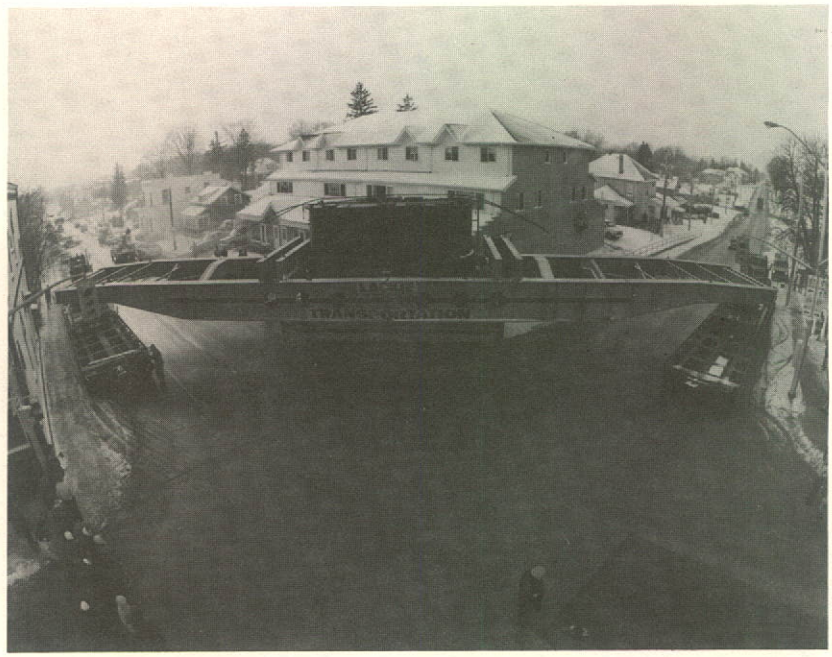
References and Generic Hearings

The Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources may refer a matter to the Board for a public hearing and report. These references normally concern energy-related matters and generally attract widespread public interest. The Board's reports are advisory in nature.

In addition, changes in ownership of utilities may be referred to the Board for a hearing and report. The leave of the Lieutenant Governor in Council is required when a utility wishes to sell its assets or amalgamate with another utility, and when any person wishes to acquire shares of a utility to the extent that more than 20 percent of any class of shares changes ownership. The Board may recommend exemption from a hearing or may hold a hearing and submit its report and recommendations to the Lieutenant Governor in Council.



The Board may also hold generic hearings on its own initiative on matters under its jurisdiction. Such hearings are usually held in response to an emerging trend or an area of growing interest or concern, and deal with a subject in a broader context than issue-specific hearings.



Ontario Hydro transports a heavy transformer from Douglas Point nuclear generating station to Palmerston.

Approval of Facilities

Utilities wishing to construct a transmission line for natural gas in Ontario must obtain Board approval. In addition, all construction proposals are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC), an interministerial committee concerned with the environmental and safety aspects of pipeline construction. The OPCC is chaired by a staff member of the Board, and it includes representatives from the ministries of Agriculture and Food, Energy, Environment, Consumer and Commercial Relations, Natural Resources, Culture and Communications, Municipal Affairs, and Transportation. Other regional agencies, with which the natural gas utilities consult in the early stages of their planning, are also represented as required.

The OPCC tries to ensure that the construction of pipelines does not have any long-term negative effect on the environment and that the short-term impact during construction is minimized. With these objectives in mind, each proposal is reviewed, alternative routes or sites are considered, and issues are resolved before formal application for leave to construct is filed with the Board.

When a utility applies to the Board for approval, the Board assesses whether the construction is in the public interest, considering safety, economic feasibility, community benefits, security of supply, benefits for the utility, and environmental impact. The Ontario Energy Board's *Environmental Guidelines for Locating, Constructing, and Operating Hydrocarbon Pipelines in Ontario* set out its requirements. The *Environmental Guidelines* were developed in concert with provincial ministries and agencies whose mandates are affected by pipeline construction. Finalized and distributed in January 1989, the *Environmental Guidelines* incorporate the latest standards

and mitigation practices of each of the ministries. They also provide for greater public participation in the planning process for pipeline construction.

When a project is approved, the Board issues an order for leave to construct. The Board also grants the authority to expropriate land for transmission pipelines and related facilities and authorizes any pipeline crossings of highways, utility lines, and ditches.

Approval of Franchise Agreements

Each municipality may grant to a gas utility the right to provide gas service and use road allowances in the municipality. A prerequisite to the municipal by-law granting the franchise is the Board's approval of the terms and conditions of the franchise agreement.

Many of the existing agreements which have been in place for thirty years or more are expiring. Negotiating a new agreement can be a lengthy and complex process. In 1985 the Municipal Franchise Committee was formed to develop a model franchise agreement which could be used as the basis for all new and renewed agreements. The model agreement came into effect in 1988 and sets out standard conditions for gas distribution, the use of road allowances, construction approvals, and procedures for restoring lands after construction.

Carolyn Parkes, file/information clerk, Wilfred Teper, deputy energy returns officer, and Kathleen John, secretary, in the records room

Certificates of Public Convenience and Necessity

No person is allowed to construct any works to supply gas in a municipality without Board approval. The approval, in the form of a certificate, is not given unless public convenience and necessity appear to support approval.

Natural Gas Storage

Vital to the natural gas distribution system in Ontario is the capacity to store gas. Gas storage pools therefore represent a natural resource of economic significance to the province. The main storage sites are depleted gas pools in southwestern Ontario. Gas stored in these storage pools is used by transmitters and distributors to meet fluctuating demand and to draw on in case of emergency. Gas is normally injected into storage during the summer months when demand is low, to be withdrawn in high-consumption periods during the winter. This balancing of load makes it possible for the transmission system from western Canada to operate efficiently.

Gas may not be injected into any geological formation unless it is a designated gas storage area, described in Regulation 700, Revised Regulations of Ontario, 1980, under the Ontario Energy Board Act. In reviewing applications for the use of such areas, the Board considers the geology of the pool, its suitability, the appropriate boundary of the area to be designated, the applicants' rights to use the storage capacity, the need for it, and the economic viability of developing the storage pool. The Board recommends to the Lieutenant Governor in Council gas storage areas to be designated, authorizes their use, and, in cases where the applicants and landowners have not reached agreement, determines the compensation payable to landowners under whose lands the storage pools are situated.

Applications for drilling permits for wells within a designated gas storage area must be referred to the Board for consideration by the Minister of Natural Resources, whose ministry issues the permits. If the applicant is the authorized operator of the gas storage area, the Board has discretion as to how to process the application before reporting to the Minister. If the applicant is not the authorized operator, the Board must proceed by way of a public hearing.

Applications to inject fluid and to pressurize a geological formation also require a permit from the Ministry of Natural Resources. If the injection well is within 1.6 kilometres of a designated gas storage area, the Minister is required by the Petroleum Resources Act to seek a report from the Board.

The Board regulates the joining of the various interests within a spacing unit, field, or pool for the purpose of drilling or operating gas or oil wells, the designation of management, and the apportioning of the cost and benefits of such drilling or operation.

Other Matters

Natural gas utilities must conform to the uniform system of accounts as prescribed by the Board. No change in accounting methods may take place without the Board's approval. The Board is continuing its first significant review and upgrading of the regulation which prescribes the classification of accounting since it was made under the Ontario Energy Board Act in 1966.

The Board receives information regularly from natural gas utilities regarding financial operations and performance. If a utility is earning either too little or too much compared with its allowed rate of return, the Board's Energy Returns Officer and his or her staff may conduct a special investigation. The Board may, on its own motion, require a utility to appear before it to explain its earnings and, if necessary, review the rates.

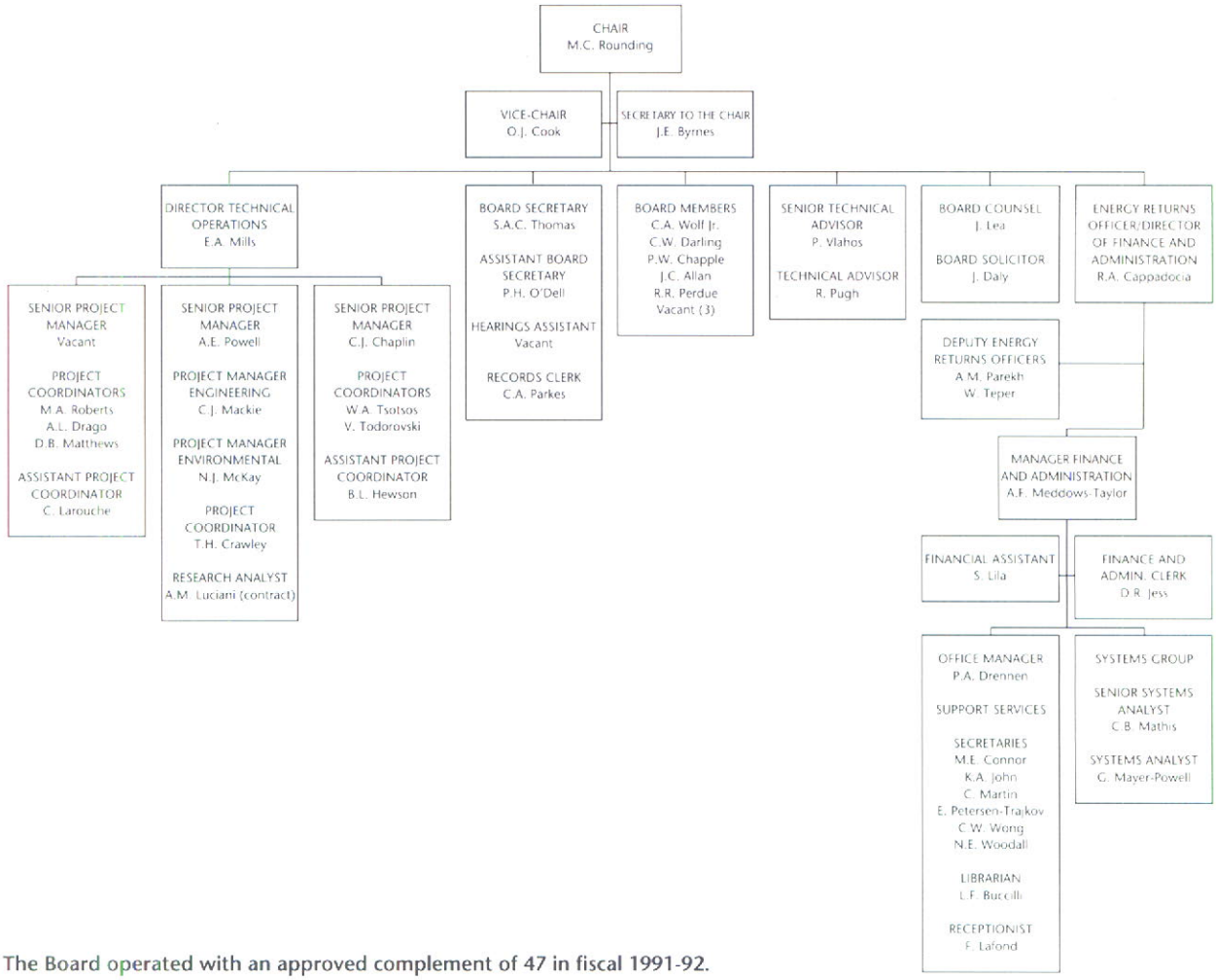
The nature of public utilities changes along with the economic and social environment in which they operate. Accordingly, it is appropriate that the Board continually review legislation relating to public utilities and, if necessary, propose amendments.

The Board, through discussion and cooperation with the utilities and other parties, has implemented various new procedures to make the hearing process more efficient and effective. These efforts include introduction of a two-year test period rate review process, the use of mechanisms for alternative dispute resolution (ADR), and standardized pre-filing requirements. As well, the Board has consulted those parties involved in the integrated resource planning (IRP) for natural gas utilities in order to identify the relevant issues. The Board will endeavour to solicit additional public input to further its objectives of an efficient and effective hearing process.

Ena Petersen-Trajkov and Carolyn Martin, two members of the support staff

ORGANIZATIONAL STRUCTURE AS OF MARCH 31, 1992

Ontario Energy Board



The Board operated with an approved complement of 47 in fiscal 1991-92.

FINANCIAL AND ADMINISTRATIVE STRUCTURE

The Ontario Energy Board is a Schedule 1 Regulatory Agency. This means that it is funded out of the consolidated revenue fund and is subject to all the administrative policies established by the Government of Ontario through Management Board of Cabinet. The Board submits its budget to its responsible ministry, the Ministry of Energy, for consolidation with the ministry's estimates, in which form they are presented to Management Board for approval and subsequently to the Legislature. The details of the Board's financial data for its fiscal year ended March 31, 1992, follow.

The Ontario Energy Board Act authorizes the Board to recover its costs by charging an appropriate portion of these costs to the utilities involved in Board hearings and related activities. Following a hearing, the Board issues a cost order to the utility concerned. This represents payment towards costs incurred by the Board and also, when ordered, those incurred by the intervenors. The amount to be paid to the Board includes out-of-pocket and direct expenses attributable to a specific hearing, as well as a contribution towards the Board's fixed costs, including overhead and payroll.

In fiscal 1991-92, the Board operated with an approved budget of $6.1 million. Of this amount, 85 percent will be recovered in due course by means of cost orders issued to utilities.

Program: Ontario Energy Board
Vote/Item: 1404-1

1991-92 Estimates, by Standard Account	**$**
Salaries and wages	2,698,500
Employee benefits	519,400
Transportation and communication	284,400
Services	2,249,200
Supplies and equipment	392,100
Total for Ontario Energy Board Program	**6,143,600**

1991-92 Spending Analysis	**$**
1991/92 Estimates	6,143,600
Less 1991/92 expenditures	4,671,219
Total underspending	1,472,381
Less Treasury Board offsets	19,700
Adjusted underspending	**1,452,681**

Shamin Lila, financial assistant, processing invoices

THE PUBLIC HEARING PROCESS

Public hearings provide an essential mechanism with which the Ontario Energy Board can carry out its mandate. Public hearings also provide a forum for groups or individuals, who may be affected by the Board's decisions and reports, to express their concerns. Such public participation helps to ensure that the Board, in reaching a decision, will be informed and will consider a wide variety of views and interests. The hearing process includes twelve steps.

1 Initiation

The hearing process begins:

- upon receipt of an application; or
- upon receipt of a reference from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources; or
- upon notice from the Board that it will initiate proceedings to consider a matter under its jurisdiction.

2 Notice of Application

Applicants are required to serve the Board's notice of the application on all affected parties and interested public groups. If the Board itself has initiated a hearing, it will serve the notice. For a major rate case, a natural gas utility will usually publish notices of its application in regional daily newspapers.

When an application affects people residing in certain government-designated areas, all notices also must be published in French in French-language newspapers. A notice must appear in a French weekly newspaper if no French daily newspaper is published in the area.

3 Interventions

Interested groups or individuals wishing to participate in the hearing are referred to as intervenors. To ensure their eligibility to participate in the hearing, they must file an intervention which explains their reasons for wishing to take part.

Prior to 1989 participants could request costs for their participation at the conclusion of the hearing. On April 1, 1989, the Intervenor Funding Project Act went into effect. It established a procedure that allows intervenors to apply for advanced funding before the hearing begins. A funding panel appointed by the Board decides on the eligibility of applicants for intervenor funding and the amount of each award. Participants may, as before, continue to ask for costs at the conclusion of the hearing.

4 Notice of Hearing

Once the Board has determined the scope and the nature of the hearing, it directs the applicant to serve notice of the time and place of the hearing on all parties who have intervened.

5 Pre-Hearing Documentation

To allow sufficient time for all parties to review information pertaining to the application, the applicant must file evidence in support of its application two to three months before the hearing begins. Board staff and intervening parties may also seek additional information by way of written interrogatories. These interrogatories are answered by the utility before the hearing commences. Board staff and intervenors may also submit their own evidence to support a specific position in the hearing related to the application.

In the case of applications for the construction of pipelines, which are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee, the normal requirements of pre-filed evidence would include route selection and environmental impact studies.

6 Procedural Orders

The Board may issue procedural orders specific to the case. Such orders may set the date for a hearing, for example, or contain deadline dates for completing certain procedural matters such as the filing of supporting evidence, interrogatories, and answers thereto. Procedural orders may also set forth a list of the issues to be dealt with at the hearings.

7 Alternative Dispute Resolution

During the fiscal year, parties make use of pre-hearing meetings or technical conferences to develop lists of proposed issues as well as to negotiate proposed settlements on issues. These proposals are put to the Board for its consideration before the taking of oral evidence. The Board considers these "settlements" and the evidence supporting them in its findings on the issues.

8 Issues Day/Procedural Meeting

Before the hearing of evidence commences, the Board panel may hear submissions on procedural matters, a proposed issues list, a proposed settlement of issues, and the general approach to the hearing.

9 The Hearing

The Board ensures that sufficient evidence is presented, tested, and put on the record, so that an informed decision can be made. The applicant presents its case first, through written evidence and the presentation of witnesses. Intervenors and counsel to Board staff then question these witnesses, and may present witnesses of their own. These witnesses may be cross-examined by the applicant or by the other intervenors. When all evidence has been received, each party may offer a summation in the form of written or oral argument as directed by the Board.

The pre-filed evidence, arguments, and transcripts of the hearing are matters of public record and are available at the Board office in Toronto.

10 Board Decisions/Reports

Depending on whether the hearing was a result of a reference, an application, or a notice from the Board, the Board summarizes its deliberations in a document referred to as a Report, or a Decision with Reasons. These documents discuss the issues and arguments raised in the hearing, and contain the Board's recommendations or findings and the reasons that underlie them. Depending on the complexity of the case, the document will appear a few weeks or months after a hearing. Copies of the document are available from the Ontario Government Bookstore, 800 Bay Street, Toronto, upon payment of a modest prescribed fee. Persons involved in the hearing receive copies of the document from the Board.

In most cases referred to it by the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, the Board's recommendations are not binding. The appropriate minister or the Lieutenant Governor in Council decides whether the recommendations should be implemented. In the case of references from the Minister of Natural Resources with respect to drilling permits, however, the recommendations are binding upon the minister.

11 Board Order

A Board Order is a legal document which directs the implementation of a Board Decision and is binding on the parties named.

12 Review and Appeal

A Decision or Order of the Board may be appealed by:

- applying to the Board requesting that it rescind or vary its Order;
- petitioning the Lieutenant Governor in Council;
- appealing an Order to the Divisional Court upon a question of law or jurisdiction;
- applying to the Divisional Court for judicial review of a Board Decision.

Trenching operations on Consumers Gas' Mississauga southern link line

All proceedings arising from applications and references received or initiated by the Board during the fiscal year ended March 31, 1992, are listed below. Also included are proceedings arising in earlier years and dealt with by the Board in the 1992 fiscal year.

Case Type	File Number	Applicant	Case Description
Natural Gas Rates Applications			
EBRO	392	Wellandport Gas	Fiscal year 1992 rates
EBRO	461	Algoma Steel	Special rate – Centra
EBRO	466	Tecumseh	Fiscal year 1991 rates
EBRO	467	Centra	Fiscal year 1991 rates
EBRO	471	Canadian Pacific Forest Products	Special rate – Centra
EBRO	473	Consumers Gas	Fiscal year 1992 rates
EBRO	474	Centra	Fiscal year 1992 rates
EBRO	475*	Domtar Inc.	Special rate – Centra
EBRO	476-01	Union	Interim rates – Fiscal year 1993
EBRO	476*	Union	Fiscal year 1993 and 1994 rates
EBRO	477*	Cardinal Power	Special rate – Centra
EBRO	478*	Union	Dow-Sarnia block 'A' pool storage rate
EBRO	479*	Consumers Gas	Fiscal year 1993 rates
Reference from the Minister of Energy Regarding Ontario Hydro			
HR	20	Ontario Hydro	Bulk power rates – Fiscal year 1992
Generic Hearing			
EBO	169	Board's own motion	Gas integrated resource planning
Pipeline Construction and Expropriations			
EBLO	231	Consumers Gas	Town of Deep River
EBLO	238	Consumers Gas	Mississauga southern link line
EBLO	239	Union	Dow-Sarnia block 'A' storage development
EBLO	240*	Union	1992 Trafalgar facilities expansion
EBLO	241*	Consumers Gas	Metro West reinforcement pipeline
EBLO	242*	Cardinal Power	Village of Cardinal
EBLO	243*	Union	Edys Mills storage pool
New Franchises and Certificates of Public Convenience and Necessity			
EBA 591 / EBC	193	Consumers Gas	Township of Rolph, Buchanan, Wylie, and McKay
EBA 592 / EBC	194	Consumers Gas	Town of Deep River
EBA 595 / EBC	195	Consumers Gas	Village of Lakefield
EBA 627 / EBC	198*	Cardinal Power	Village of Cardinal
EBA 628 / EBC	199*	Centra	Township of Beardmore
Franchise Renewals			
EBA	607	Union	Township of Glanbrook
EBA	608	Union	Regional Municipality of Haldimand Norfolk
EBA	609	Union	Town of Haldimand
EBA	610	Union	Township of Norfolk
EBA	611	Union	Township of Woolwich

*cases pending as of March 31, 1992

Case Type	File Number	Applicant	Case Description
Franchise Renewals (cont'd)			
EBA	612	Union	Township of Delhi
EBA	613	Union	Town of Dunnville
EBA	614	Union	City of Brantford
EBA	615	Union	City of Nanticoke
EBA	616	Union	Town of Simcoe
EBA	617	Union	Town of Ancaster
EBA	618	Union	City of Stoney Creek
EBA	619	Centra	Township of Glackmeyer
EBA	620	Centra	Township of Coleman
EBA	621	Union	Town of Harrow
EBA	622	Union	Township of Colchester North
EBA	623	Union	Township of Colchester South
EBA	624	Centra	Township of Dymond
EBA	625	Union	Township of South West Oxford
EBA	626	Union	Township of Enniskillen
Other Reports			
EBO	171	Consumers Gas	Acquisition of Imperial Oil's holdings in Tecumseh and other related assets
EBO	172	Union	Designation of the Dow Sarnia storage pool – authorities
EBO	173*	Consumers Gas	Tecumseh and Consumers Gas amalgamation
EBO	174*	Union	Edys Mills pool – designation and authority
Report to the Minister of Natural Resources on Permits to Drill Wells			
EBRM	101	Union	Dow-Sarnia block 'A' pool development
EBRM	103*	Union	Edys Mills pool
Pipeline Exemptions			
PL	78*	Consumers Gas	Oshawa – Pickering line
Uniform Accounting Orders			
UA	87	Centra	Deferral account – Algoma Steel Corporation accounts receivable
UA	88	Centra	Revisions to minimum plant rule
Approvals under Current Undertakings			
EBRLG	28-B	Union	1991 Part VI.1 tax liability transfer – Union Energy Inc.
EBRLG	28-C*	Union	1992 Part VI.1 tax liability transfer – Union Energy Inc.
EBRLG	34-02	Centra	Loan to employee-owned company
EBRLG	35-05	Consumers Gas	Acquisition of Imperial Oil's holdings in Tecumseh and related assets
EBRLG	35-06	Consumers Gas	Affiliate transaction – comprehensive insurance proposal – British Gas Insurance Company Limited
EBRLG	35-07	Consumers Gas	Affiliate transaction – Rose Technology Limited
EBRLG	35-08*	Consumers Gas	Affiliate transaction – management services
EBRLG	35-09*	Consumers Gas	Affiliate transaction – Telesis Oil & Gas

*cases pending as of March 31, 1992

The report that follows summarizes the more significant activities of the Board during the period April 1, 1991, to March 31, 1992.

NATURAL GAS RATES APPLICATIONS

Wellandport Gas Company Limited

Main Rates Application – Fiscal 1992 EBRO 392

Since its original application, dated November 18, 1982, the rates of Wellandport Gas Company Limited (Wellandport) have been approved by the Board from year to year on an interim basis without a hearing. The last such approval was granted by interim Board Order EBRO 392-9, dated March 28, 1991, extending the then-existing rates for a further period, ending on March 31, 1992.

On September 23, 1991, Wellandport applied to the Board for final approval of rates for the sale of gas. In its application, Wellandport requested final disposition of the original application and an order confirming the rates fixed by Board interim orders issued to date. As Wellandport was not applying for an increase in rates, it requested that the Board dispense with the determination of a rate base. The Board heard the application in Toronto on December 18, 1991. The Board found on December 31, 1991, that no changes to the existing interim rates being charged by Wellandport were needed.

Wellandport is a private company based in Dunnville, Ontario, and is in the business of producing, transmitting, distributing, and selling natural gas to approximately 157 customers. As Wellandport distributes substantially less than 3 million cubic metres of gas annually, it is now exempt by regulation from the provisions of Section 19 of the Ontario Energy Board Act.

Technical advisors Randy Pugh and Paul Vlahos

Algoma Steel Corporation

Special Rate Application – Centra EBRO 461

On May 4, 1990, Algoma Steel Corporation applied to the Ontario Energy Board for a bypass competitive rate that Centra would charge Algoma for natural gas transportation and delivery services. Algoma requested a rate of $2.27 per thousand cubic metres for a period of five years effective June 1, 1989.

The Board combined the hearing of Algoma's application with Centra's main rates application for fiscal 1991 rates. The portion of the hearing dealing with Algoma's application began on January 29, 1990, and lasted for two days. In its Decision, the Board found that Algoma was not at that time a credible bypass candidate. Credibility was dependent, among other criteria, on Algoma's financial ability to construct its own pipeline, and its possession of, or the ability to obtain possession of, sufficient TCPL capacity to ship the required volume of gas.

The Board also found that Algoma Steel Corporation may apply to reopen the hearing to present new evidence on its financial circumstances and its arrangements with TCPL at any time during 1991.

On January 2, 1992, Algoma Steel Corporation filed an application to reopen the hearing. The applicant had not presented new evidence in support of its application to reopen the hearing by the close of the fiscal year.

Tecumseh

Main Rates Application – Fiscal 1991 EBRO 466

On February 1, 1990, Tecumseh applied to the Board for a rate increase for its 1991 fiscal year ended March 31, 1991.

In its Decision, issued May 23, 1991, the Board adjusted Tecumseh's proposed rate base downward by $3.675 million and approved a 12.75 percent rate of return on common equity on a 33.72 percent equity component. The net rate base adjustment reflected the historical cost of gas lost and unaccounted for at the end of the 1990 fiscal year, the cost of gas replaced in prior years, and the disallowance of the proposed amortization schedule. The Board ordered all the rate base adjustments to be made in the 1991 fiscal year, and disallowed the recovery of these costs in rates. Regarding future expected gas losses, the Board approved the company's proposal for an allowance for lost and unaccounted for gas of 0.912 percent of Tecumseh's annual turnover volume, or $1.676 million.

Bill Tsotsos and David Matthews, two members of the technical staff, discuss a case.

Centra

Main Rates Application – Fiscal 1991 EBRO 467

As reported in the 1990-1991 Annual Report, Centra applied to the Board on August 3, 1990, for an increase in rates for its 1991 fiscal year. The Board heard evidence in November and December 1990 and in January 1991.

In its Decision dated May 22, 1991, the Board approved a rate base of $486 million for the fiscal year ended December 31, 1991, a 13.75 percent rate of return on common equity and an overall rate of return on rate base of 12.19 percent. In addition, the Board approved the gas cost consequences of the agreement between Centra and Western Gas Marketing Limited (WGML), which established prices for a three-year term of $2.10, $2.20, and $2.30 per gigajoule, respectively. However, the Board found that it could not at that time allow the proposed gas supply charge increases in the company's rate schedules for the second and third years of the agreement. The Board also found that the proposed five-year period to phase in the elimination of the differential in rates between the Fort Frances area and the rest of the Centra system was appropriate.

Summary of Financial Data

Fiscal 1991

	Requested	Allowed
	$ million	
Rate base	486	486
Utility income	56	55
Gross revenue deficiency	10	6
	Percentage	
Indicated rate of return	11.59	11.47
Required rate of return	12.80	12.19
Common equity ratio	36.00	36.00
Rate of return on common equity	15.00	13.75

Canadian Pacific Forest Products Limited

Special Rate Application – Centra EBRO 471

On September 21, 1990, Canadian Pacific Forest Products Limited, a customer of Centra, applied to the Board for approval of a bypass competitive rate for its pulp and paper mill in Dryden, Ontario. The hearing began on June 4, 1991.

In its Decision, dated April 27, 1991, the Board enumerated the key principles for deciding such applications, and examined the merit of the request in the context of these principles. The Board viewed the approval of a bypass rate as a cost shift with an impact on the public interest that the Board must find is justified beyond the worthy but narrow concerns of an individual applicant. The Board denied the application since it did not find any compelling reasons to conclude that approving a bypass rate in this instance would be in the public interest.

Consumers Gas

Main Rates Application – Fiscal 1992 EBRO 473

On June 29, 1991, Consumers Gas applied to the Board for a rate increase for its 1992 fiscal year based on a projected deficiency of $22.5 million. The projected deficiency was later amended to $32.6 million based on requests for a rate base of $1,844.7 million, a 14 percent return on common equity, and a 35 percent equity ratio.

The hearing of evidence began on October 15, 1991, lasted for 18 days, and ended on November 7, 1991. In addition to other revenue requirement issues, the Board heard evidence relating to the renegotiated gas price of $1.91 per gigajoule for WGML supplies during the contract year commencing November 1, 1991, and Consumers Gas' plan for the improved use of information technology in its operations. In its Decision, dated February 14, 1992, the Board approved a rate base of $1,842.4 million, a 13.125 percent return on common equity, an overall return on capital of 11.58 percent, and a total revenue deficiency of $7.8 million. On March 17, 1992, the Board issued an addendum to its Decision to reflect a change in the Consumers Gas income tax expense. The income tax adjustment increased Consumers Gas' allowed revenue deficiency to $8.5 million.

Summary of Financial Data
Fiscal 1992

	Requested	Allowed
	$ million	
Rate base	1,844.7	1,842.4
Utility income	201.5	208.5
Gross revenue deficiency	32.6	8.5
	Percentage	
Indicated rate of return	10.92	11.34
Required rate of return	11.92	11.58
Common equity ratio	35.00	35.00
Rate of return on common equity	14.00	13.125

Centra

Main Rates Application – Fiscal 1992 EBRO 474

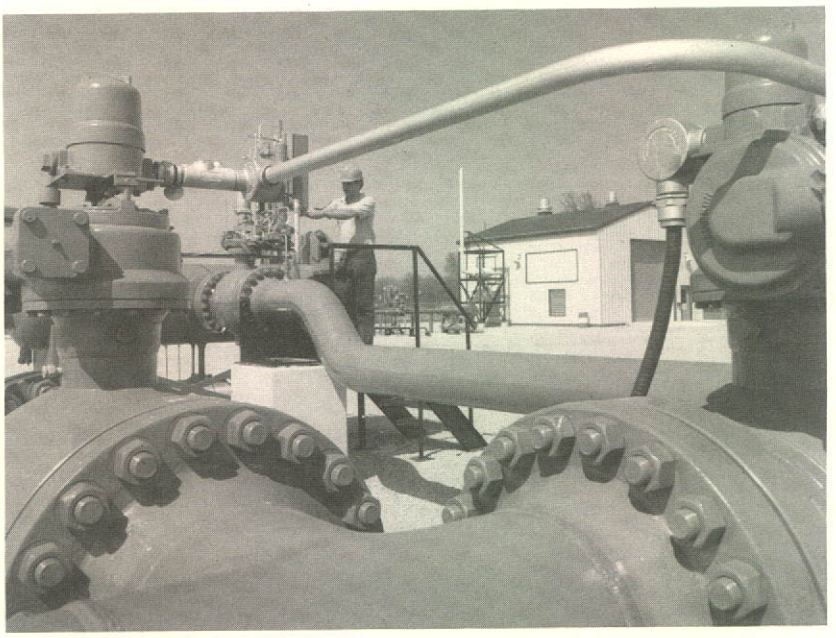
On July 5, 1991, Centra submitted an application to the Board requesting an increase in its rates for the fiscal year beginning January 1, 1992, based on a revenue deficiency of $32.5 million. At the same time, Centra asked the Board to approve new rates, effective November 1, 1991, to reflect the gas cost consequences of the second and third years of the 1990 agreement with WGML, an agreement approved by the Board in EBRO 467.

After the original filing, Centra negotiated a price of $1.98 per gigajoule for the second year of the WGML gas agreement, and amended its evidence to reflect the lower gas price and other changes to its capital structure and rate of return. The company's updated revenue deficiency of $19.9 million was based on a return on common equity of 14.5 percent and an equity component of 38 percent, resulting in an overall rate of return of 12.38 percent which was applied to a proposed rate base of $512.0 million.

The hearing of evidence commenced on October 28, 1991, and ended after twenty hearing days on November 25, 1991. Fourteen intervenors made appearances during the proceedings in addition to Board staff. The town of Fort Frances argued that the proposed phase-in of rates was onerous given the current economic climate and that the differentiation between transmission and distribution facilities located in the town was inappropriate. Other parties questioned the gas price adjustment, the increase in the company's common equity component, and the proposed disposition of the $2.8 million in the Algoma deferral account.

The Board's decision had not been issued by the close of the Board's 1992 fiscal year.

Centra crews work on an extension of a new gas lateral from the TransCanada PipeLines in the Sudbury region.



Field compressors are used to inject natural gas into Union Gas Limited's storage reservoirs

Union

Interim Rates Application – Fiscal 1993 EBRO 476-01
Main Rates Application – Fiscal 1993 and 1994 EBRO 476

Union's application of September 5, 1991, contemplated one combined proceeding covering its 1993 and 1994 fiscal years for the purpose of setting just and reasonable rates for the sale, distribution, transmission, and storage of gas. The pre-filed evidence was confined to the 1993 fiscal year and provided for a 14.5 percent rate of return on common equity and a revenue deficiency of $12.9 million. Pending final disposition of the application, Union requested interim rates, approval of the weighted average cost of gas to be included in rates for the 1993 fiscal year effective April 1, 1992, disposition of deferral account balances, and continuation of certain deferral accounts.

ADR was introduced in this proceeding. Parties made use of the pre-hearing meetings to develop proposed issues lists as well as to "negotiate" proposed settlements on issues.

Issues to be discussed were defined at the issues day convened on November 28, 1991. The parties agreed that the rate of return on common equity would continue at the level of 13.5 percent as determined by the Board in EBRO 470, but would be adjusted if the Board made adjustments to the rate of return on common equity in the Consumers Gas decision (EBRO 473). No adjustment was required, and Union's interim revenue deficiency was subsequently lowered to $4.2 million.

On January 16, 1992, the parties met to attempt to reach agreement on the topics defined at the issues day. Agreement was reached on the capital budget/facilities projects, the throughput forecasts, the cost of debt, and the cost of gas, but no consensus could be reached on operating and maintenance expenses. No cost allocation or rate design issues were settled; however, the parties agreed to defer a number of these issues to the main rates hearing proceeding for the 1994 test year. A formalized agreement was presented for the consideration of the Board on the procedural day, January 21, 1992. Union amended its pre-filed evidence to incorporate the implications of the agreement, which resulted in another reduction to the revenue

deficiency of $10.9 million and produced a revenue excess of $6.7 million. The evidence was further updated by Union to reflect its final proposal on operating and maintenance expenses. The final claimed revenue excess for the 1993 fiscal year was $8.9 million.

The hearing began January 29, 1992, and continued for three days. Final argument and reply argument were completed on February 7, 1992.

The Decision, issued March 10, 1992, provided for rates to become effective April 1, 1992, a reference price for gas supply of $101.817 per thousand cubic metres, and the elimination of all deferral account balances accumulated to March 31, 1992, with a one-time credit based on customers' actual consumption during the 1992 fiscal year.

The Board accepted the final updated evidence on the size of the $8.9 million revenue excess and the proposed allocation to rate classes. However, the Board also found that an additional increase in the revenue excess of $2.5 million was required primarily because operating and maintenance expense levels were still too high despite Union's updated evidence. The Board decided that the entire $2.5 million credit would be allocated to the residential and non-contract commercial and industrial consumers to eliminate the negative impact of $2.4 million caused by Union's allocation methodology.

The Board expects to hear the main rates application in early 1993.

Summary of Financial Data
Fiscal 1993

	Requested	Allowed
	$ million	
Rate base	1,661.7	1,661.4
Utility income	195.7	197.1
Gross revenue deficiency/(excess)	(8.9)	(11.4)
	Percentage	
Indicated rate of return	11.78	11.86
Required rate of return	11.48	11.48
Common equity ratio	29.00	29.00
Rate of return on common equity	13.50	13.50

ONTARIO HYDRO REFERENCE

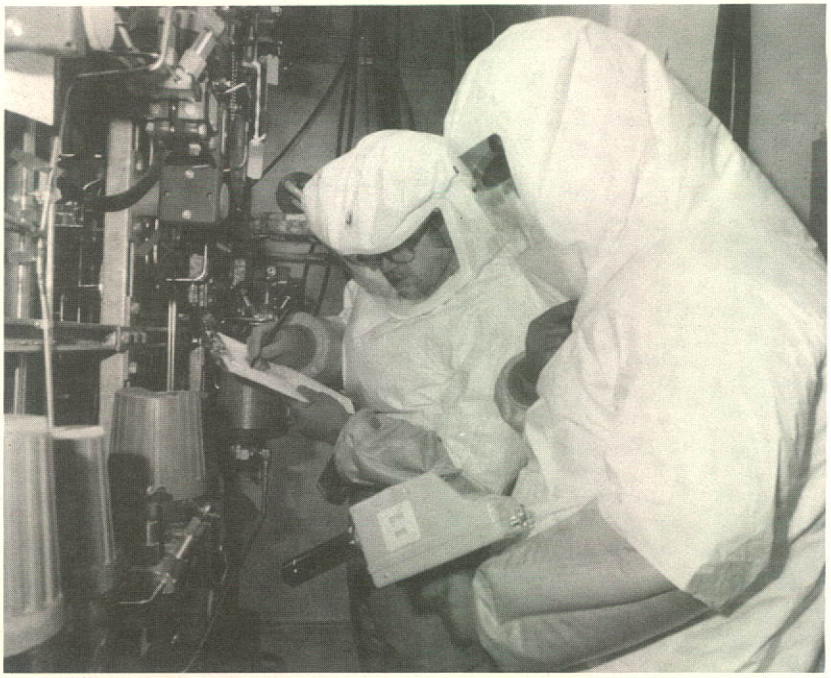
Bulk Power Rates Proposal – Fiscal 1992 HR 20

On April 2, 1991, the Minister of Energy referred to the Board Ontario Hydro's proposal to increase its bulk power rates by 8.9 percent, effective January 1, 1992. The proposal represented an increase in the revenue requirement of $845 million (for a total revenue requirement of $8.024 billion). An amount of $189 million was forecast to be recovered through increased primary sales and the remaining $656 million through rate increases. The 8.9 percent rate increase was expected to generate a net income of $324 million, which is $170 million short of the statutory debt retirement level of $494 million.

The proposed changes in the rates to be charged to the municipal utilities represented an average rate increase of 8.9 percent, and the average rate increase to direct industrial customers was forecast to be 8.8 percent.

On July 5, 1991, Hydro filed its final updated evidence which identified a revenue requirement of $7,998 million and a drop in expected net income from $324 million to $210 million for fiscal 1992. At Hydro's proposed 8.9 percent rate increase, a $289 million withdrawal from the reserve for stabilization of rates and contingencies would be required to meet the updated statutory debt requirement of $499 million.

The Board Report, issued on August 26, 1991, contained twenty-six recommendations, including a recommended rate increase of 10.5 percent based on a net revenue requirement of $8,117 million, including a net income of $324 million. The Board recommended that the Minister of Energy introduce changes to Section 20 of the Power Corporation Act to ensure that its pension provisions were consistent with the Pension Benefits Act, in particular with regard to the constraints on Hydro's use of any surplus in its pension fund.



Workers in radiation protection suits in the reactor building at Ontario Hydro's Pickering nuclear generating station unit #4

Some of the recommendations for Hydro included suggestions to integrate cost control measures into productivity programs and management pay-for-performance enhancement, to institute all possible cost-cutting measures to alleviate the impact of the Board's recommended net income level, and to seriously consider a management audit. The Board also recommended that Hydro adhere to its commitment to raise its net income to target levels by the 1994 rate year. Further recommendations included suggestions for Hydro to develop a process to measure the effectiveness of the financial assistance program for non-utility generation, and to begin to develop energy substitution programs immediately to assure their speedy implementation once the enabling legislation is passed. The Board also recommended that Hydro review how its customer cost tests for energy management programs are used and consider a heavier weighting for load-saving benefits.

GENERIC HEARING

Gas Integrated Resource Planning (IRP) EBO 169

In its April 9, 1990, Decision in EBRO 462 (Union Gas Limited 1991 Test Year case), the Ontario Energy Board decided to call a generic hearing into least-cost utility planning. The Board commented that managing demand in the context of utility expansion in Ontario was a matter of interest to the Board. The Board was also of the view that least-cost planning should include environmental aspects, as well as natural gas vehicles (NGV) and attempts to minimize gas leakage. In the same Decision, the Board stated its intention to consult with the Ontario gas utilities and other interested parties about the form of the generic hearing.

Following this Decision, a draft list of issues was developed in consultation with the three major Ontario gas utilities. During this consultation, it was determined that the subject of the generic hearing should be renamed integrated resource planning (IRP). Integrated resource planning for natural gas utilities is a method of planning whereby the expected demand for natural gas services is met from the least costly mix of additional supply, energy conservation, energy-efficiency improvements, and load management techniques (i.e., the integration of supply-side resources and demand-side resources). Some of the specific objectives of the planning process are to continue to provide reliable service, equity among ratepayers, and a reasonable return on investment for the utility, while addressing environmental issues and achieving the lowest cost to the utility and the consumer.

The Board also determined that it would initiate the investigation of IRP by producing a discussion paper based on the draft list of issues. The Board released a draft discussion paper on June 18, 1991, and invited brief written comments on it. The Board then issued a final discussion paper entitled "Report on Gas Integrated Resource Planning" dated September 13, 1991. Its purpose was twofold:

- to identify and discuss the major issues which arise when considering whether or not to implement IRP; and
- to identify and discuss the major issues which arise when determining how and to what extent to implement IRP.

The Board invited interested parties to respond to the discussion paper in writing. Several intervenors, including the three natural gas utilities and various environmental and aboriginal groups, presented written submissions by February 28, 1992.

The Board will hold technical conferences regarding demand issues during the summer of 1992 to clarify the parties' positions and, if possible, to develop consensus positions among the parties to the proceeding. The results of these conferences will be presented to the Board prior to the oral hearing, which is expected to take place in the fall of 1992.

FACILITIES APPLICATIONS

Consumers Gas

Town of Deep River EBLO 231, EBA 592 / EBC 194
Township of Rolph, Buchanan, Wylie, and McKay EBA 591 / EBC 193

Consumers Gas applied to the Board in 1989 for leave to construct a pipeline and related facilities to supply gas to the Town of Deep River and the Township of Rolph, Buchanan, Wylie, and McKay. The company also applied for certificates of Public Convenience and Necessity and for approval of the terms and conditions of new franchise agreements, to allow it to serve the residents of both municipalities.

The Board conducted a public hearing on the applications commencing April 26, 1990, and issued its Interim Decision with Reasons on June 18, 1990. The Board did not render a final decision on the applications at that time because of concerns expressed about the economic feasibility of the project, but provided Consumers Gas the opportunity to reconvene the hearing to present new evidence on an appropriate means of financing the project. The Board found that, since the facilities would cost about $1.1 million, an additional $400,000 was needed for the project to proceed. The Board established a deadline of December 31, 1990, for reconvening the hearing and rendering a final decision on the applications. In December 1990, Consumers Gas requested an extension of the December 31, 1990, deadline to June 30, 1991. The Board reconvened the hearing on January 17,

Pipe is lowered into the trench during construction of Consumers Gas' Mississauga southern link line.

1991, to hear submissions in support of the company's request. In its Further Decision with Reasons dated January 23, 1991, the Board granted the extension.

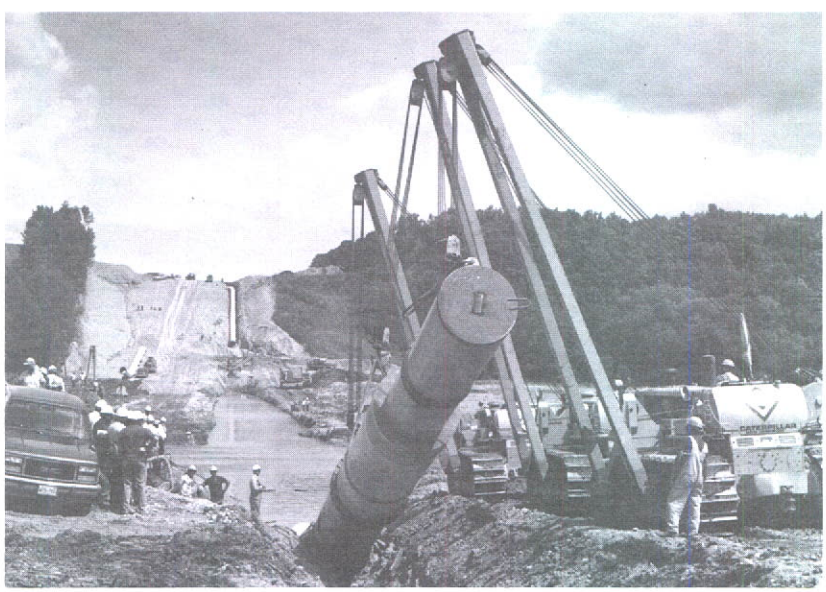
On May 6, 1991, Consumers Gas submitted a financial plan whereby the company would lend the new customers the required contribution in aid of construction. The loan was to be recovered by a monthly flat fee levied on customers as they connected to the system. Based on the company's forecast of customers added, the loan would be repaid over a ten-year period.

In its Decision dated June 28, 1991, the Board approved the company's proposed arrangement and found that the project was economically feasible. As well, the Board approved the terms and conditions outlined in the applications for certificates of Public Convenience and Necessity. The Board also approved applications for orders approving the terms and conditions of the gas franchise agreements outlined in by-laws passed by the councils of Deep River and the said township. However, the Board deferred the matter of the appropriate rate treatment of the loan to Consumers Gas' subsequent rate application.

Consumers Gas

Mississauga Southern Link EBLO 238

On November 30, 1990, Consumers Gas applied to the Board for leave to construct 23 kilometres of NPS 36 and 11 kilometres of NPS 24 pipelines through Milton, Mississauga, and Etobicoke. Security of supply and safety were the main issues in the case. The Board's Decision of June 4, 1991, denied the application on the grounds that Consumers Gas failed to prove that the facilities were urgently needed. New evidence was filed and Consumers Gas submitted a revised application. The Board reopened the case and approved the pipeline on July 2, 1991.



Approximately 60 kilometres of NPS 48 pipe was laid in the summer of 1991 as Union Gas continued the looping of its natural gas transmission lines from Milton to Dawn Township.

GAS STORAGE AND DRILLING PERMIT APPLICATIONS

Union

Dow-Sarnia Block 'A' Pool EBLO 239, EBO 172, EBRM 101

On May 14, 1991, Union filed a series of applications seeking several approvals from the Board for the development and operation of the natural gas storage area known as the Dow-Sarnia block 'A' pool. Union also requested the Board's authorization to construct two gas storage gathering pipelines, a transmission pipeline, and compression and measurement facilities in order to operate the storage pool. On June 4, 1991, the Board received a reference from the Minister of Natural Resources to review a concurrent application by Union, dated March 20, 1991, for a permit to drill wells within the Dow 'A' pool.

The Board held a hearing on September 4, 5, and 6, 1991, in Sarnia, Ontario. Union stated that the additional wells were required for the efficient operation of the Dow 'A' pool as a natural gas storage reservoir. The Board recommended that the Minister of Natural Resources grant the permits to Union to drill wells in the Dow 'A' pool, subject to Union's compliance with conditions of approval to limit negative environmental effects of the drilling and construction of the wells. The Board also granted the company permission to construct facilities necessary for the effective operation of the gas storage pool.

NEW FRANCHISE AND CERTIFICATE

Consumers Gas

Village of Lakefield EBA 595 / EBC 195

The Board approved the terms and conditions of a franchise agreement between Consumers Gas and the Village of Lakefield in its Decision of October 7, 1991. In granting the certificate, however, the Board noted that the prudence of expanding service to Lakefield depended on whether the customer forecasts in the early years of the project were reasonable. It directed Consumers Gas to file the forecast and actual costs and revenues in its rates case following a year of operation. The Board also limited the term of the certificate to twenty-four months if Consumers Gas failed to construct the facilities to service the community.

OTHER REPORTS

Consumers Gas

Acquisition of Imperial Oil Limited's Holdings in Tecumseh and Other Related Assets EBO 171, EBRLG 35-05

On December 28, 1990, Consumers Gas agreed to purchase from Imperial Oil its shares of Tecumseh, along with certain other assets (leases to natural gas and petroleum resources, and storage leases) that are not regulated by this Board. On February 7, 1991, Consumers Gas filed an application with the Board for permission from the Lieutenant Governor in Council to acquire the shares, and permission from the Board to purchase the non-utility assets. The Board heard the application on September 17 and 19, 1991.

On December 10, 1991, the Board issued its Report, recommending that the Lieutenant Governor in Council approve the share purchase, since this transaction would not have a negative effect on the public interest. The Board also stated that Consumers Gas would be permitted to acquire the non-utility assets of Imperial Oil, subject to the Lieutenant Governor in Council's approval of the share purchase. The Board found that the public interest would benefit from the development of additional storage sites in southwestern Ontario, and that Consumers Gas' financial position would not be adversely affected by the purchase.

COST AWARDS

The Intervenor Funding Project Act empowers the Board to award funding to intervenors in advance of the proceedings. The Act enables parties to intervene who would otherwise be unable financially to participate in the proceedings, provided they meet defined criteria. Prior to this Act the Board only had jurisdiction to award costs at the conclusion of the proceedings.

Persons who indicate in their answers to the Board's notices of application that they require intervenor funding are sent an information package which includes a formal application for funding. When such applications are completed and returned to the Board, the Board issues notices of a funding hearing. The funding hearing is conducted by a one-person panel (Board member) other than the panel members who are to conduct the actual hearing.

Intervenor Funding Activities, April 1, 1991, to March 31, 1992

Case Type	File Number	Proponent Applicant(s)	Number of Applications	Amounts Requested	Amounts Awarded
Natural Gas Rates Applications					
EBRO	473	Consumers Gas	2	$172,517	$101,220
EBRO	474	Centra	3	$263,241	$117,590
Rate Reference from the Minister of Energy					
HR	20	Ontario Hydro	3	$149,194	$64,838
Generic Hearing on Gas Integrated Resource Planning					
EBO	169	Consumers Gas Union Centra	10	$575,875	$308,768
Pipeline Construction and Expropriations					
EBLO	239	Union	1	$9,100	$0
EBLO	241	Consumers Gas	1	$73,867	$37,215
TOTAL			20	$1,243,794	$629,631

During the 1992 fiscal year, there were six cases in which there were applications for intervenor funding. In the six cases there were twenty applications for intervenor funding; no applications for supplementary funding were entertained by the Board during the period April 1, 1991, to March 31, 1992. Of the twenty applications for funding, thirteen were successful – a rate of 65 percent. The total moneys awarded to these thirteen intervenors was approximately $629,600, compared with total amounts requested of $1,243,800.

The amounts requested both for successful and unsuccessful applicants ranged from $3,000 to $155,500, with the average request being $62,200. The amounts awarded were substantially less and ranged from $15,600 to $83,200. The average award for successful applicants was $43,400.

Section 28 of the Ontario Energy Board Act empowers the Board, at its discretion, to fix or tax the costs of, and costs incidental to, any proceeding before it. In June 1985 (EBO 116), the Board set out the conditions upon which costs will generally be awarded. Cost awards represent reimbursement of the intervenors' reasonably incurred costs in respect of their participation in the hearings, are made after review by the Board's assessment officer, and account for any intervenor funding awarded at the outset of proceedings, where applicable.

During the 1992 fiscal year, the Board issued seventeen intervenor cost orders involving nine cases arising from its jurisdiction to award costs to intervenors at the conclusion of the proceedings. The amounts awarded in the 1992 fiscal year under this activity totalled $202,970. Several cost award applications were under various stages of review and remained outstanding at the conclusion of the 1992 fiscal year.

Alternative Dispute Resolution (ADR) Negotiation of proposed settlements on issues.

Argument The final step in a hearing, during which participants summarize their positions on various matters of concern based on the evidence adduced.

Bcf One billion cubic feet, a measure of gas equivalent to 28.328 million cubic metres.

Board Order A legal document directing the implementation of a Board Decision. An Order is binding on the indicated parties.

Board Recommendation Usually contained in a Board report to a minister or to the Lieutenant Governor in Council, on Ontario Hydro or some other energy-related matter. Board recommendations are not binding except in matters set out under Section 23 of the Ontario Energy Board Act.

Bulk Power Rates Wholesale electricity rates to municipalities and certain industrial customers of Ontario Hydro having an average annual power demand of 5,000 kilowatts or more.

Bypass The total avoidance of the local distribution company's system for the transportation of gas.

Designated Gas Storage Area A land area containing geological formations into which the Board may authorize a person to inject, store, and remove gas. Injection of gas for storage into any geological formation outside a designated storage area is prohibited under Section 20 of the Ontario Energy Board Act.

Direct Sales Purchases of natural gas supply negotiated between producers and end-users, directly or through brokers or marketers, at prices excluding transportation; pipeline transportation arrangements must be negotiated separately with TCPL and the local distribution utility.

Gigajoule (GJ) A measure of energy content in fuel. A typical residential consumer of gas might use about 130 gigajoules per year for household heating (one GJ of thermal energy equals approximately 0.95 million cubic feet of natural gas).

GWh Gigawatt hour

Interrogatories Written requests for the supply of additional information, or clarification of information already received.

Intervention Notice of intent to participate in hearings, stating the interest in the proceeding. The person or group is called an intervenor.

IRP Integrated resource planning

NGV Natural gas vehicles

Non-Utility Generation (NUG) Generation of electricity by a privately owned company.

NPS Nominal pipe size; for example, NPS 24 refers to a pipe with an approximate exterior diameter of 610 mm or 24 inches.

Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC) An interministerial committee, chaired by a member of the OEB staff, and including designates from those ministries of the Ontario government which collectively have a responsibility to ensure that pipeline construction and operation have minimum undesirable impact on the environment. The environment, perceived in a broad sense, covers agriculture, parklands, forests, wildlife, water resources, social and cultural resources, public safety, and landowner rights.

Rate Base The amount that a utility has invested in assets that are used or are useful in providing service, minus accumulated depreciation, plus an allowance for working capital and any other items which the Board may determine. Rate base may also be net of accumulated deferred income taxes.

Rate of Return on Common Equity Utility income, after tax, expressed as a percentage of the amount of common equity approved for inclusion in the utility's capital structure.

Rate of Return on Rate Base Utility income, after tax, that a utility is allowed to earn expressed as a percentage of the rate base. Note that this return is not guaranteed to the utility. Rather, this is the return that the company has a reasonable opportunity to earn given forecast conditions.

Revenue Requirement The allowed expenses of the utility are added to the allowed return on rate base to obtain the amount of revenue the utility must recover through rates to cover its costs of providing service.

Spacing Unit A prescribed area (generally 50 acres) established by regulation for the purpose of drilling a well for the production of oil and gas.

TCPL TransCanada PipeLines Limited

Test Year A prospective period of twelve consecutive months (usually the company's next full fiscal year) for which projections of revenues, costs, expenses, and rate base are examined by the Board in order to set rates which will allow the utility the opportunity to earn a reasonable rate of return.

Throughput Gas sales, direct purchase and transportation volumes, and, where applicable, storage volumes.

Production privée d'électricité : Production d'électricité par une entreprise appartenant à des intérêts privés.

Recommandation de la Commission : Recommandation faisant généralement partie d'un rapport de la Commission présenté à un ministre ou au lieutenant-gouverneur en conseil et portant sur Ontario Hydro ou une autre question liée au domaine énergétique. Les parties concernées ne sont pas obligées de se conformer à ces recommandations, sauf dans les circonstances énoncées à l'article 23 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

Règlement négocié des conflits : Négociation de solutions proposées pour la résolution de problèmes.

Secteur désigné de stockage de gaz : Territoire comportant des formations géologiques dans lesquelles une personne peut, sous réserve de l'autorisation de la Commission, injecter et stocker du gaz, pour pouvoir ensuite l'en retirer. En vertu de l'article 20 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, il est interdit d'injecter du gaz dans une formation géologique ne faisant pas partie d'un secteur de stockage désigné.

Taux de rendement des actions ordinaires : Revenu après impôt de l'entreprise de services publics, exprimé en pourcentage du montant des actions ordinaires, qu'elle est autorisée à inclure dans la structure de son capital.

Taux de rendement sur l'assiette des tarifs : Revenu après impôt de l'entreprise de services publics, exprimé en pourcentage de l'assiette des tarifs, qu'elle est autorisée à gagner. Ce rendement n'est pas garanti mais correspond au rendement auquel l'entreprise peut raisonnablement s'attendre compte tenu des conditions prévues.

Tarifs de vente d'électricité en gros : Tarifs de vente d'électricité en gros imposés par Ontario Hydro aux municipalités et à certains clients industriels qui consomment en moyenne 5 000 kilowatts et plus par année.

TCPL : TransCanada PipeLines Limited.

Unité d'espacement : Superficie prescrite (en général 50 acres) établie par voie de règlement et dans les limites de laquelle le forage d'un puits est autorisé en vue de la production de pétrole et de gaz.

Ventes directes : Ventes de gaz naturel négociées entre le producteur et l'utilisateur final, directement ou par l'intermédiaire d'un agent, à des prix ne comprenant pas le transport. Le transport par gazoduc doit faire l'objet d'ententes distinctes avec TCPL et l'entreprise locale de distribution.

VGN : Véhicules alimentés au gaz naturel.

Volume débité : Volumes de gaz vendus, achetés directement et transportés, auxquels s'ajoutent, s'il y a lieu, les volumes stockés.

RAPPORT ANNUEL 1991 – 1992

Commission de l'énergie de l'Ontario

TABLE DES MATIÈRES

Message de la Présidente 3

Introduction 5

Structure 13

Audiences publiques 15

Récapitulation des activités 18
Demandes relatives aux tarifs du gaz naturel 20
Examen de la demande d'Ontario Hydro 26
Audience générale 27
Demandes relatives à des installations 28
Demandes de permis de stockage de gaz et de forage 30
Nouveaux accords de concession et certificats 31
Autres rapports 31
Indemnités 32

Lexique de termes et sigles 34

Les bureaux de la Commission de l'énergie de l'Ontario sont situés au
2300, rue Yonge
Bureau 2601
Toronto (Ontario)
(416) 481-1967

On peut se procurer des exemplaires du présent rapport et d'autres publications de la Commission à la librairie du gouvernement de l'Ontario au 880, rue Bay, Toronto, tél. (416) 326 5300.

Les personnes habitant à l'extérieur de Toronto peuvent s'adresser au Service des publications, ministère des Services gouvernementaux, 880, rue Bay, 5e étage, Toronto (Ontario) M7A 1N8. Pour les appels interurbains sans frais, composez le 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographies fournies par : Vincenzo Pietropaulo; Ontario Hydro (centrales électriques); Centra Gas Ontario Inc., The Consumer's Gas Company Ltd. et Union Gas Limited (installations de gaz naturel).

Ontario

Minister
Ministre

Ministry of Energy
Ministère de l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/327-2936
Fax 327-1216

Queen's Park
Toronto (Ontario)
M7A 2B7
416/327-2936
Télécopieur 327-1216

A son honneur Henry N.R. Jackman
Lieutenant-gouverneur de la
province de l'Ontario

J'ai l'honneur de présenter le rapport annuel de la Commission de l'énergie de l'Ontario décrivant les diverses activités de l'exercice 1991 - 1992.

Veuillez agréer, votre honneur, l'assurance de ma très haute consideration.

Brian Charlton

Le ministre de l'Énergie
Brian A. Charlton

100% Recycled Paper
Papier Recyclé à 100%

En janvier 1992, j'ai réintégré la Commission de l'énergie de l'Ontario après avoir exercé, pendant cinq ans, diverses fonctions au sein de la fonction publique de l'Ontario. Au moment où j'ai quitté la Commission en 1987, l'industrie du gaz naturel cherchait à mettre en oeuvre l'Accord de l'Ouest et l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel de façon à en respecter tant la lettre que l'esprit. Au cours de ces années passées loin de la Commission, c'est avec grand intérêt que j'ai observé la façon dont l'industrie en général, et la Commission en particulier, ont fait face au défi de la déréglementation.

La déréglementation, par le jeu des forces de l'offre et de la demande, a entraîné une baisse substantielle des prix. En fait, malgré la hausse des frais d'exploitation des compagnies de gaz naturel, le prix de vente du gaz aux consommateurs dans son ensemble est encore sensiblement le même qu'il y a dix ans.

En raison des gains de compétitivité du gaz par rapport à d'autres formes d'énergie, les compagnies de gaz ont été poussées à investir davantage pour être capables de satisfaire à la demande. Cela explique dans une large mesure pourquoi, ces dernières années, les compagnies se pressent devant la Commission afin de réclamer la révision de leurs tarifs. Je prévois que cette tendance se maintiendra encore quelque temps.

Si la seconde moitié des années 1980 a été marquée au sceau de la déréglementation, il semble que les années 1990 vont être celles de l'écologie. Les questions de préservation de la nature, de protection de l'environnement et de développement durable sont appelées à prendre de plus en plus d'importance. Aussi, le rôle traditionnel des compagnies de gaz de même que leur mode de fonctionnement seront probablement appelés à changer. La tâche de la Commission consistera donc à envisager ces changements dans la perspective de l'intérêt général et dans le cadre des lois, des règlements et des politiques gouvernementales.

Au cours de l'exercice, la Commission a instauré un processus de consultation publique pour explorer les possibilités qu'offre la planification intégrée des ressources en gaz naturel. Ce processus doit également permettre d'intégrer ce concept aux pratiques courantes. Le débat devrait se cristalliser autour de la question de savoir si les règlements existants ont pour effet de dissuader les compagnies de gaz d'adopter la planification intégrée des ressources et s'il est possible de venir à bout des conflits inhérents à une initiative de ce type. Étant donné l'importance, la complexité et, il va sans dire, la nature controversée de cette question, il y a lieu de penser que la réalisation de ce projet prendra du temps.

Le présent rapport passe en revue les décisions les plus importantes rendues au cours de l'exercice. La nature variée des questions traitées donne la mesure de la diversité des compétences dont la Commission doit se prévaloir pour régler les problèmes avec efficacité. La Commission n'aurait pu s'acquitter de sa tâche, dont la complexité va croissant, si elle n'avait pu compter sur le talent, les connaissances et l'esprit de coopération de ses membres et de son personnel dévoués.

Lors de cet exercice, la Commission a procédé à l'examen annuel de la proposition d'augmentation des tarifs de vente d'électricité en gros d'Ontario Hydro pour l'année 1992 et a émis, à l'intention du gouvernement, certaines recommandations. Il est à noter que les questions relatives à la production privée d'électricité et à la gestion de l'énergie accaparent de plus en plus de temps d'audience sans pour autant avoir réduit le besoin d'examiner les

autres domaines d'activité des entreprises de services publics.

La Commission a en outre rendu un certain nombre de décisions en vertu de la *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants*, projet pilote étalé sur trois ans. La Commission juge encourageante la participation accrue du public aux audiences, rendue possible par cette loi. À cet égard, la Commission, en réponse à une demande d'information du gouvernement dans le cadre d'une évaluation de ce projet, s'est prononcée en faveur d'un certain nombre de changements visant surtout à rendre le processus de financement des interventions plus efficace.

Par la même occasion, la Commission s'est efforcée de réduire dans une certaine mesure les aléas du traitement des indemnisations et d'en accélérer le règlement à la conclusion des audiences. Des politiques et méthodes révisées sont actuellement envisagées afin de renforcer la confiance en l'indemnisation des intervenants envisageant de faire une demande d'avance de fonds en vertu de la *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants*.

Certains principes de fonctionnement ont été examinés en vue de continuer à rationaliser le processus de réglementation, et certains sont actuellement mis en oeuvre. La Commission vient par exemple d'instaurer un processus de révision des taux pour une période d'essai de deux ans et un mécanisme de règlement négocié des conflits permettant aux parties de résoudre leurs différends avant de passer devant la Commission. Bien qu'elles n'en soient qu'au stade de la mise au point, les premiers indices laissent présager que ces mesures, correctement mises en oeuvre, permettront de diminuer les temps d'audience et de réduire les coûts. La Commission étudie sans cesse les suggestions qui lui sont soumises par les parties intéressées, y compris celles émanant du comité des représentants de la Commission et de l'*Ontario Natural Gas Association*, qui se réunit régulièrement.

En ce qui concerne les membres de la Commission, on note cette année le départ de M^me^ V.W. Bielski et du D^r^ R.M.R. Higgin. Nous leur exprimons notre reconnaissance pour les services qu'ils ont rendus à la Commission et leur souhaitons un franc succès dans leurs nouvelles activités.

Je tiens également à rendre hommage au travail de ma prédécesseure à ce poste, M^me^ Stephanie J. Wychowanec, pour le travail accompli dans le cadre de son mandat de trois ans qui a pris fin en juin 1991. C'est après une longue carrière au sein de l'administration publique de l'Ontario, au cours de laquelle elle s'est distinguée à divers postes de responsabilité, que M^me^ Wychowanec a été nommée présidente de la Commission. Sa vaste expérience a été un grand atout tant pour le gouvernement que pour la Commission. J'aimerais également témoigner ma reconnaissance à M. O.J. Cook pour sa contribution en qualité de président par intérim pendant une période de six mois au cours de cet exercice et pour l'aide qu'il m'a apportée suite à ma nomination à ce poste. M. Cook a été nommé vice-président de la Commission le 7 novembre 1991.

Pour ce qui est de l'avenir, je dois dire que le professionnalisme, la compétence et le dévouement des membres de la Commission et de son personnel renforcent ma foi en notre capacité de continuer à remplir avec compétence et équité la mission confiée à la Commission de l'énergie de l'Ontario.

La présidente,

Marie C. Rounding

Marie C. Rounding

Le gaz naturel revêt une grande importance pour l'Ontario, en tant que source d'énergie et comme matière première, principalement dans le secteur des produits chimiques. Le gaz naturel constitue le principal combustible de tous les secteurs de l'économie, excepté celui des transports, et il est le combustible privilégié pour le chauffage de l'eau et des locaux dans la province. En fait, l'Ontario utilise plus de gaz naturel que toute autre province consommatrice, sa consommation représentant environ 42 pour 100 du total de la demande de gaz naturel canadien. Le gaz représente quelque 32 pour 100 de l'énergie consommée dans la province, tandis que l'électricité représente 19 pour 100 environ. Les combustibles et carburants liquides (pétrole et liquides du gaz naturel), le charbon et le bois viennent compléter la liste des sources d'énergie utilisées dans la province.

La Commission de l'énergie de l'Ontario est chargée de réglementer l'industrie du gaz naturel en fixant les tarifs, en autorisant la construction des lignes de transport et en avalisant les accords de concession. En outre, la Commission conseille le ministre de l'Énergie sur des questions générales touchant l'industrie du gaz naturel, de même que sur des aspects intéressant Ontario Hydro. Dans tous les cas qui lui sont soumis, la Commission veille à l'équité des tarifs et à la sauvegarde de l'intérêt public, et s'assure que les approvisionnements sont toujours suffisants.

Le présent rapport décrit le mandat de la Commission, ainsi que son rôle et ses obligations. Il contient une liste de toutes les activités menées durant l'exercice se terminant le 31 mars 1992, dont certaines sont présentées dans leurs grandes lignes.

MANDAT

La Commission de l'énergie de l'Ontario a été créée en 1960 à titre d'organisme officiel et impartial chargé de réglementer divers aspects de l'industrie ontarienne du gaz naturel. En 1974, le gouvernement a élargi le mandat de la Commission pour y inclure l'examen annuel des modifications apportées aux tarifs de vente en gros d'électricité d'Ontario Hydro. Outre ses fonctions de réglementation, la Commission, à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, formule des recommandations sur diverses questions relatives à l'énergie. Dans toutes ses activités, la Commission de l'énergie de l'Ontario vise avant tout à servir le public et à protéger ses intérêts.

La plupart des responsabilités et pouvoirs de la Commission sont énoncés dans la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et, accessoirement, dans six autres lois, à savoir :

- la *Loi sur les concessions municipales*;
- la *Loi sur les richesses pétrolières*;
- la *Loi sur les services publics*;
- la *Loi sur l'évaluation foncière*;
- la *Toronto District Heating Corporation Act*;
- la *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants*.

La *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants* a été proclamée le 1er avril 1989 par le lieutenant-gouverneur en conseil. Ce projet pilote, d'une durée de trois ans, prévoit un mécanisme permettant de financer d'avance le

recours des intervenants qui comparaissent devant certaines instances officielles, y compris la Commission de l'énergie de l'Ontario. Il prescrit les critères sur lesquels doit s'appuyer le comité d'examen établi en vertu de la Loi lorsqu'il décide d'approuver ou de rejeter une demande d'aide financière présentée par un intervenant.

Les procédures de la Commission sont gouvernées par la *Loi sur l'exercice des compétences légales* ainsi que par ses propres règles provisoires de pratique et de procédure.

Les membres de la Commission au 31 mars 1992.
De gauche à droite, au second rang : R.R. Perdue, Carl A. Wolf Jr, C.W.W. Darling, O.J. Cook (vice-président); *au premier rang :* Judith C. Allan, Marie C. Rounding (présidente), Pamela W. Chapple.

ROLE ET RESPONSABILITÉS

Fixation des tarifs du gaz naturel

Toutes les compagnies de gaz naturel vendent et transportent du gaz dans les régions de la province où elles détiennent une concession. Le marché de l'énergie est désormais soumis aux lois de la concurrence, car les acheteurs peuvent traiter directement soit avec les producteurs de gaz, soit avec les distributeurs, ou encore choisir une autre source d'énergie. Du fait que le transport du gaz nécessite un vaste réseau de pipelines et d'installations de stockage, le monopole demeure la plus efficace des formules puisqu'il ne tolère pas le double emploi et empêche les augmentations tarifaires qui auraient lieu autrement.

En Ontario, les tarifs applicables à la vente du gaz doivent être approuvés par la Commission. En vertu de la loi, les distributeurs de gaz sont tenus de soumettre leurs projets de tarifs à l'approbation de la Commission. Les tarifs de chaque compagnie sont fixés à l'issue d'une audience publique. La durée d'une audience importante est de trois à quatre semaines environ.

Les tarifs ne sont pas les mêmes pour les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels. Lorsqu'elle établit les tarifs, la Commission tient compte des coûts associés aux fluctuations de la demande des différentes catégories de consommateurs. Ainsi, la demande de gaz naturel utilisé pour le chauffage résidentiel varie en fonction des conditions météorologiques et du moment de la journée. Par conséquent, il en coûte plus cher, par unité,

d'approvisionner les abonnés résidentiels que les industries, ces dernières consommant de grandes quantités de gaz à des volumes plus constants.

La Commission s'efforce de réaliser un équilibre entre les prix que doivent payer les consommateurs, d'une part, et le rendement que les actionnaires de chaque compagnie sont autorisés à tirer de leur investissement, d'autre part. Les tarifs doivent être justes et raisonnables pour les consommateurs comme pour les actionnaires. Avant d'arrêter une décision, la Commission prend en considération les dépenses antérieures, actuelles et futures, la conjoncture, les prévisions, les tendances économiques et les recettes escomptées par les compagnies.

La Commission peut accorder un redressement tarifaire provisoire aux compagnies ou aux consommateurs lorsque les frais ou les revenus d'une entreprise de services publics subissent ou sont sur le point de subir des modifications importantes. En pareil cas, ces redressements peuvent faire l'objet d'une audience spéciale qui dure généralement un jour ou deux. Les tarifs provisoires sont sujets à révision et ne deviennent définitifs qu'à partir du moment où la Commission rend sa décision finale et émet une ordonnance.

Dans le cadre des audiences relatives aux tarifs, la Commission doit non seulement s'assurer que les entreprises de services publics imposent des tarifs raisonnables, mais encore que le service fourni est de qualité satisfaisante.

The Consumers' Gas Company Ltd (Consumers Gas) est le plus grand distributeur canadien de gaz naturel et dessert quelque 1 090 000 consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels dans le Sud, le Centre et l'Est de l'Ontario. Par le biais de sociétés affiliées ne relevant pas de la compétence de la Commission, *Consumers* distribue également du gaz dans l'Ouest du Québec et le Nord de l'État de New York. Au 30 septembre 1991, date de clôture de son dernier exercice financier, son assiette des tarifs se chiffrait à 1,689 milliard de dollars. Le volume total de gaz débité par *Consumers* durant cet exercice a été de 9,8 milliards de mètres cubes, ses recettes totales se montant à 1,563 milliard de dollars. *Consumers Gas* appartient entièrement à *British Gas plc*.

Union Gas Limited (Union), deuxième compagnie de distribution ontarienne par ordre d'importance, approvisionne les consommateurs du Sud-Ouest de la province. Elle exploite aussi un réseau de pipelines, d'installations de stockage et de stations de compression pour le compte de clients et d'autres entreprises de services publics dans l'Est de l'Ontario et au Québec. Au 31 mars 1992, son assiette des tarifs s'établissait à environ 1,5 milliard de dollars. Elle comptait plus de 632 500 consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels, et son réseau aura débité un volume total estimé à 21,2 milliards de mètres cubes pendant l'exercice financier 1992, y compris le gaz acheminé pour le compte d'autres compagnies distributrices. Le volume total de gaz livré à des clients s'occupant de distribution (c'est-à-dire à des compagnies qui vendent ou transportent du gaz) atteignait 7,8 milliards de mètres cubes. Pendant le même exercice, *Union Gas Ltd.* a réalisé des recettes totales de 1,3 milliard de dollars.

Centra Gas Ontario Inc. (Centra) approvisionne en gaz environ 118 collectivités du Nord-Ouest, du Nord et de l'Est de l'Ontario. Son réseau de distribution de gaz naturel se compose d'environ 6 870 kilomètres de pipelines raccordés à plus de 84 points de livraison sur le réseau de transport TransCanada PipeLines (TCPL). Le réseau de Centra est constitué d'une série d'embranchements le long du réseau ontarien de TCPL, de Kenora aux rives

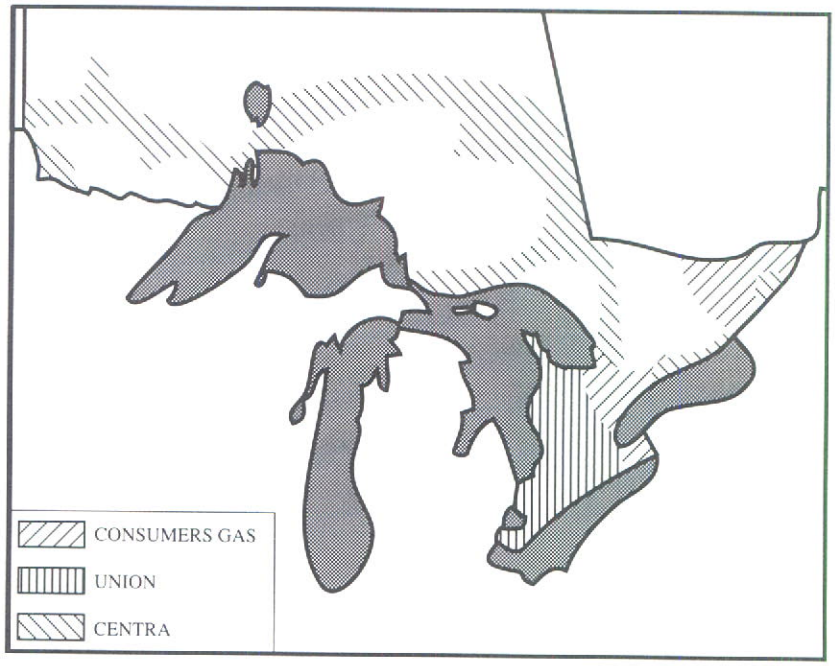
du lac Ontario et jusqu'au Saint-Laurent. Au 31 décembre 1991, l'assiette moyenne des tarifs de Centra se chiffrait à plus de 487 millions de dollars. Pour approvisionner quelque 190 100 abonnés, Centra a acheminé en tout 3,733 milliards de mètres cubes de gaz. Les recettes totales de Centra durant l'exercice 1991 ont atteint environ 476 millions de dollars.

Natural Resource Gas Limited (NRG) est une petite entreprise qui fournit du gaz à 2 348 abonnés de la région d'Aylmer. Au 30 septembre 1991, NRG avait une assiette des tarifs moyenne de 4,052 millions de dollars, et le volume total de ses ventes était de 12,681 millions de mètres cubes. La compagnie affichait des recettes d'environ 3,634 millions de dollars pour son exercice financier 1991.

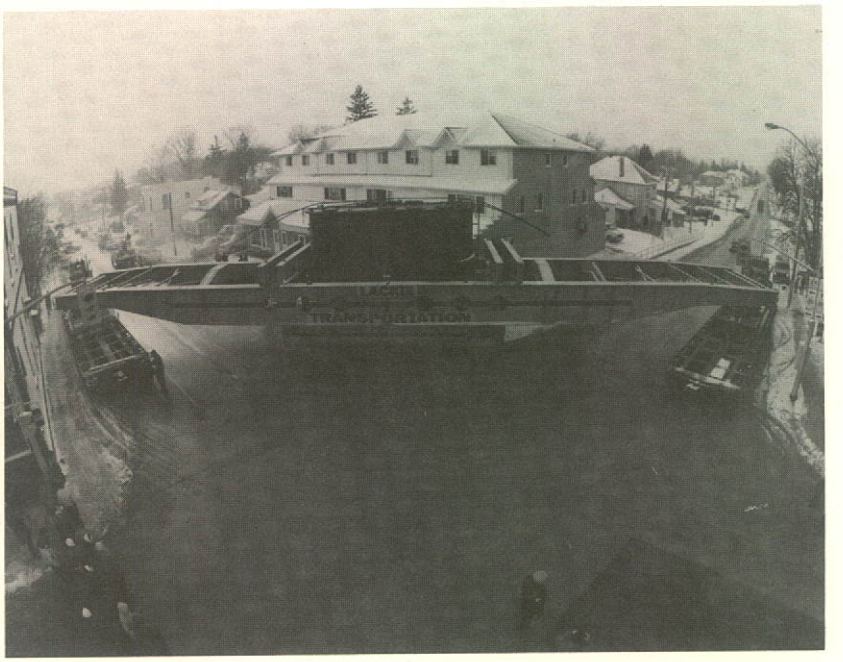
Tecumseh Gas Storage Limited (Tecumseh) exploite des réservoirs de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de l'Ontario. Entièrement contrôlée et exploitée par *Consumers Gas*, cette compagnie a réalisé des recettes d'environ 19,5 millions de dollars pendant son exercice financier 1992. *Consumers Gas* et *Union* sont les seuls clients de Tecumseh.

Examen des tarifs d'Ontario Hydro

Les tarifs de vente en gros d'électricité d'Ontario Hydro (applicables aux municipalités et à certains consommateurs industriels) sont établis par le conseil d'administration de la Société. Toutefois, lorsqu'Ontario Hydro désire modifier ses tarifs, elle doit soumettre une proposition en ce sens au ministre de l'Énergie, qui saisit la Commission du dossier en lui fournissant toutes les données techniques et financières pertinentes. À l'issue d'une audience publique qui débute généralement fin mai ou début juin et qui dure environ quatre semaines, la Commission rédige son rapport assorti de recommandations qu'elle remet au ministre de l'Énergie au plus tard le 31 août de chaque année. Le rôle de la Commission étant consultatif, ses recommandations n'ont pas force exécutoire pour Ontario Hydro.



Ontario Hydro est la plus importante société d'État en Ontario. Au 31 décembre 1991, elle possédait un actif de 43,24 milliards de dollars et desservait, directement ou indirectement, plus de 3 700 000 clients, dont 86 pour 100 d'abonnés résidentiels. La vente de 130 964 GWh dans la province et de 2 123 GWh à l'exportation lui ont permis d'enregistrer des recettes de 7,1 milliards de dollars durant l'exercice 1991.



Ontario Hydro procède au transport d'un énorme transformateur de la centrale nucléaire de Douglas Point à Palmerston.

Renvois et audiences générales

Le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie et le ministre des Richesses naturelles peuvent demander à la Commission de tenir une audience publique sur une question précise et de leur faire rapport. Ces renvois portent d'ordinaire sur des questions liées à l'énergie et suscitent souvent un vif intérêt parmi le public. Là encore, la Commission joue un rôle consultatif, sans plus.

Par ailleurs, en cas de changement de propriétaire d'une entreprise de services publics, la Commission peut être appelée à tenir une audience et à faire rapport. L'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil est obligatoire lorsqu'une entreprise de services publics exprime l'intention de vendre ses biens ou de fusionner avec une autre entreprise à vocation semblable, et lorsqu'un particulier compte acheter plus de 20 pour 100 des actions d'une entreprise de services publics, quelle que soit la catégorie d'actions en cause. La Commission peut recommander qu'il n'y ait pas d'audience, ou peut au contraire tenir une audience et présenter son rapport et ses recommandations au lieutenant-gouverneur en conseil.

La Commission peut aussi, de sa propre initiative, tenir des audiences générales pour examiner des questions qui relèvent de ses compétences. Ces audiences visent généralement à faire la lumière sur des tendances nouvelles ou sur des domaines qui présentent un intérêt croissant, et examinent une question dans un contexte plus global que ne le permettrait une audience ponctuelle.

Approbation de nouvelles installations

Les compagnies désireuses de construire un pipeline pour le transport de gaz naturel en Ontario doivent obtenir l'autorisation de la Commission. En outre, tous les projets de construction sont examinés par le Comité ontarien de coordination des pipelines (COCP), organisme interministériel chargé des questions de sécurité et des répercussions environnementales relatives à la construction des pipelines. Placé sous la présidence d'un membre de la Commission, le COCP se compose de représentants des ministères de l'Agriculture et de l'Alimentation, de l'Énergie, de l'Environnement, de la Consommation et du Commerce, des Richesses naturelles, de la Culture et des Communications, des Affaires municipales et des Transports. Se joignent aussi au comité, s'il y a lieu, les représentants d'organismes régionaux que les compagnies de gaz naturel consultent aux premiers stades de leurs travaux de planification.

Le COCP tâche de s'assurer que la construction des pipelines n'entraîne pas, à long terme, des conséquences néfastes pour l'environnement, et que les perturbations à court terme restent minimes pendant les travaux. Ce faisant, le comité étudie chaque proposition, examine les divers tracés et emplacements possibles, et règle toutes les questions soulevées avant qu'une demande officielle d'autorisation de construire ne soit présentée à la Commission.

Lorsqu'elle reçoit une telle demande, la Commission doit décider si le projet sert effectivement les intérêts du public, après l'avoir examiné du point de vue de la sécurité, de la rentabilité, des retombées pour la collectivité, de la sécurité d'approvisionnement, des avantages pour la compagnie et des incidences environnementales. La publication de la Commission de l'énergie de l'Ontario intitulée *Directives environnementales applicables à la localisation, la construction et l'exploitation des canalisations de transport d'hydrocarbures en Ontario*, énonce tous les critères à respecter. Cette publication a été élaborée de concert avec les ministères et organismes provinciaux intéressés par la construction des pipelines. Ce document, dont la version définitive a été réalisée et distribuée en janvier 1989, contient les toutes dernières normes et pratiques appliquées par chaque ministère en matière de protection de l'environnement. Les *Directives environnementales* accordent aussi au public une place plus importante dans la planification des projets de pipelines.

Lorsqu'elle approuve un projet, la Commission émet une ordonnance autorisant la construction. Elle autorise également les expropriations nécessaires à l'installation des pipelines et des installations connexes, et son consentement est exigé lorsqu'un pipeline doit traverser une route, une ligne à haute tension ou un fossé.

Approbation des accords de concession

Toute municipalité peut accorder à la compagnie de gaz de son choix le droit de fournir un service sur son territoire et d'utiliser les emprises routières. Mais avant que puisse être adopté le règlement municipal dont dépend l'attribution de la concession, la Commission doit approuver les conditions afférentes à l'accord de concession.

Bon nombre des accords actuels, qui remontent à trente ans ou plus, sont sur le point d'expirer. Les négociations entre une municipalité et une entreprise de services publics peuvent être longues et difficiles. C'est pourquoi le Comité des accords de concession municipale a été créé en 1985 en vue de rédiger un modèle d'accord dont s'inspireraient tous les accords nouveaux ou reconduits. Le modèle, qui est entré en vigueur en 1988, établit les conditions types devant présider à la distribution du gaz, à

l'utilisation des emprises routières, aux autorisations de travaux, et à la remise en état des terres une fois la construction achevée.

Carolyn Parkes, préposée aux dossiers, Wilfred Teper, directeur-adjoint des enquêtes en matière d'énergie, et Kathleen John, secrétaire, dans la salle des archives.

Certificats d'intérêt public et de nécessité

Nul ne peut construire un ouvrage d'approvisionnement en gaz dans une municipalité sans l'autorisation préalable de la Commission. Délivrée sous forme de certificat, cette autorisation n'est consentie que si l'intérêt et la nécessité publics semblent la justifier.

Stockage du gaz naturel

La capacité de stocker le gaz est essentielle au bon fonctionnement du réseau de distribution de l'Ontario. Les réservoirs de stockage constituent donc une ressource naturelle très importante pour l'économie de la province. La plupart des emplacements de stockage sont d'anciens gisements de gaz situés dans le Sud-Ouest de la province. Le gaz qui y est stocké est utilisé par les transporteurs et les distributeurs pour répondre aux fluctuations de la demande et parer aux situations d'urgence. En règle générale, le gaz est stocké pendant l'été, car la demande est relativement faible à cette période. Il est récupéré en période hivernale lorsque la demande est très forte. Grâce à ce système, le réseau de distribution du gaz provenant de l'Ouest canadien peut fonctionner efficacement.

En vertu de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, il est interdit de stocker du gaz dans une formation géologique à moins qu'il ne s'agisse d'un emplacement conforme à la description figurant dans le Règlement 700 des Règlements refondus de l'Ontario de 1980, pris en application de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Lorsqu'elle étudie une demande visant l'aménagement d'un réservoir naturel de stockage, la Commission doit déterminer si la formation géologique se prête à l'usage proposé et, dans l'affirmative, en définir les limites géographiques; elle établit en outre si le requérant a le droit d'exploiter ce réservoir, si la demande correspond à un besoin réel et si les activités prévues seront rentables. La Commission recommande au lieutenant-gouverneur en conseil les emplacements à désigner pour le stockage; elle autorise leur utilisation et décide de l'indemnisation payable aux personnes sous les propriétés desquelles se trouvent les réservoirs de stockage, en cas de désaccord entre ces derniers et les requérants.

Les demandes de permis de forage de puits dans une zone désignée de stockage de gaz doivent être soumises à l'examen de la Commission par le ministre des Richesses naturelles, au nom duquel les permis sont délivrés. Si le requérant est également l'exploitant autorisé de la zone de stockage, la Commission peut traiter la demande comme elle l'entend avant de faire rapport au ministre. Toutefois, si le requérant n'est pas l'exploitant autorisé, la Commission doit tenir une audience publique.

Les compagnies qui désirent stocker sous pression des fluides dans une formation géologique doivent aussi obtenir un permis auprès du ministère des Richesses naturelles. Si le puits d'injection est situé à moins de 1,6 kilomètre d'une zone désignée pour le stockage du gaz, le ministre doit demander à la Commission d'étudier la question et de présenter un rapport à ce sujet, conformément à la *Loi sur les richesses pétrolières*.

La Commission réglemente l'association de divers intérêts qui s'unissent pour forer ou exploiter des puits de gaz et de pétrole dans un secteur unitaire, un champ ou un gisement. Elle réglemente aussi la nomination des membres de la direction et la répartition des coûts et avantages associés à ces activités de forage et d'exploitation.

Autres questions

Les compagnies de gaz naturel doivent utiliser le système de comptabilité uniforme établi par la Commission et ne peuvent s'en écarter sans son autorisation préalable. La Commission poursuit son travail de mise à jour du règlement prescrivant la classification des méthodes de comptabilité. Il s'agit de la première refonte de ce document depuis l'adoption de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, en 1966.

Les compagnies de gaz naturel communiquent régulièrement à la Commission des données sur leurs opérations et leurs résultats financiers. Lorsque les recettes d'une compagnie sont trop faibles ou trop élevées par rapport au taux de rendement permis, le directeur de la Commission chargé des enquêtes en matière d'énergie peut mener une enquête spéciale avec le concours de son personnel. La Commission peut, de sa propre initiative, exiger d'une compagnie qu'elle comparaisse devant elle pour lui fournir des explications sur ses recettes; elle peut également, le cas échéant, procéder à une révision des tarifs.

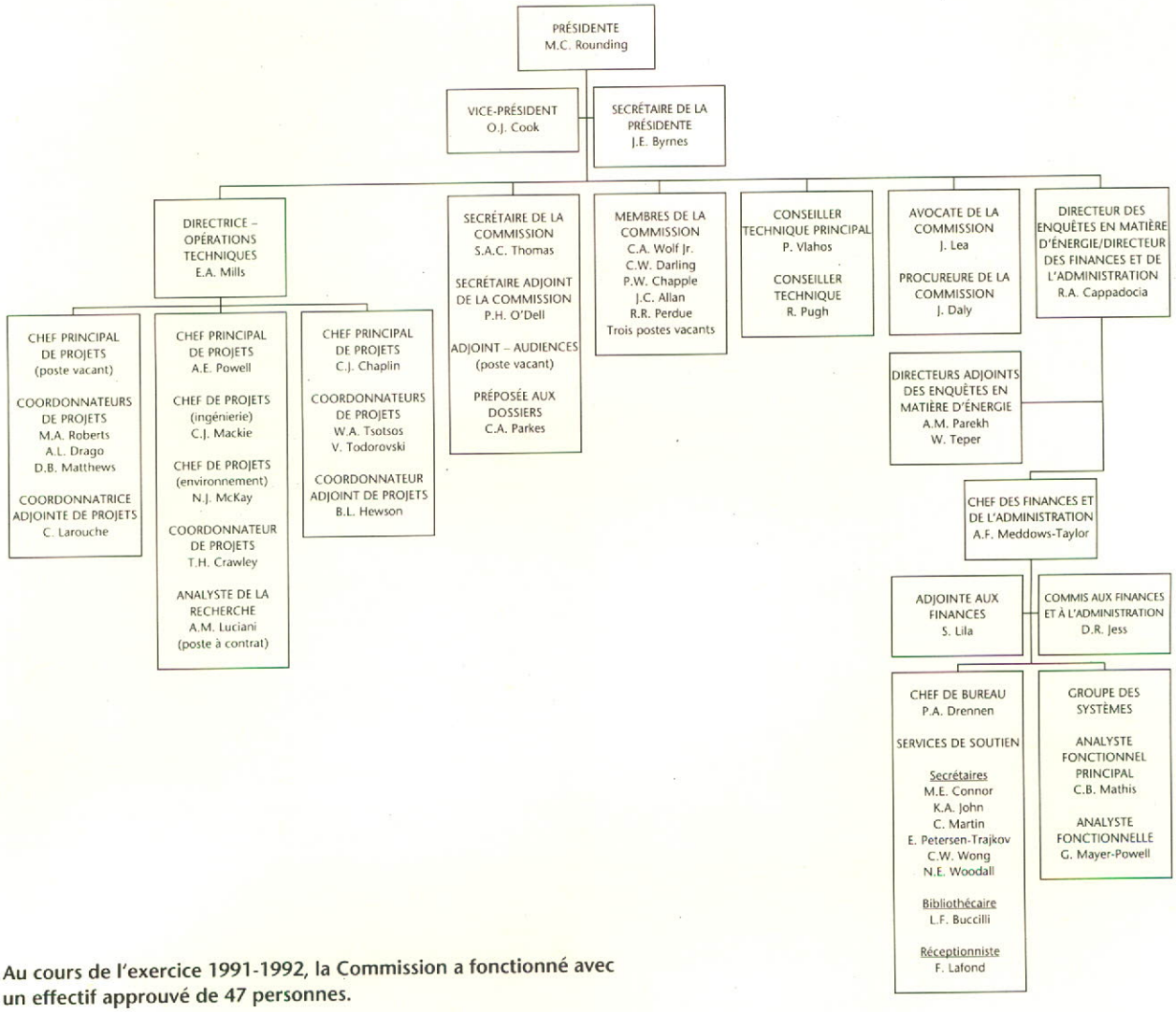
La nature des entreprises de services publics évolue au rythme des conditions économiques et sociales. Il convient donc que la Commission procède à un examen permanent des lois qui touchent ces entreprises et, au besoin, qu'elle propose des modifications.

Suite à des discussions avec les entreprises de services publics et d'autres parties et en collaboration avec celles-ci, la Commission a instauré de nouveaux processus destinés à améliorer l'efficacité des audiences publiques. La Commission a notamment instauré, à titre expérimental, un processus de révision des tarifs pour une période de deux ans, a mis en place des mécanismes de règlement négocié des conflits et a normalisé les dépôts de dossiers de demande. La Commission a en outre consulté les parties qui participent à la planification intégrée des ressources des compagnies de gaz afin de cerner les problèmes à résoudre. La Commission va s'efforcer de solliciter une plus grande participation du public afin d'accroître l'efficacité de ses audiences publiques.

Ena Petersen-Trajkov et Carolyn Martin sont deux des membres du personnel de soutien.

ORGANIGRAMME AU 31 MARS 1992

Commission de l'énergie de l'Ontario



Au cours de l'exercice 1991-1992, la Commission a fonctionné avec un effectif approuvé de 47 personnes.

Structure financière et administrative

La Commission de l'énergie de l'Ontario est un organisme de réglementation relevant de l'annexe I. Cela signifie que son financement est assuré à partir du Trésor et qu'elle tombe sous le coup de toutes les politiques administratives établies par le gouvernement de l'Ontario par le biais du Conseil de gestion du gouvernement. La Commission présente son budget à son ministère de tutelle, le ministère de l'Énergie, aux fins d'intégration avec le budget établi par le ministère, et c'est sous cette dernière forme qu'il est soumis à l'approbation du Conseil de gestion du gouvernement, puis de l'Assemblée législative. On trouvera ci-après la description chiffrée de la situation financière de la Commission pour son exercice se terminant le 31 mars 1992.

La *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* autorise la Commission à recouvrer une partie de ses frais auprès des entreprises de services publics qui participent à ses audiences et autres activités connexes. Après la tenue d'une audience, la Commission remet à l'entreprise de services publics en cause une ordonnance de coûts qui représente une partie des frais engagés par la Commission et, si cette dernière en décide ainsi, les frais engagés par les intervenants. Le montant à payer à la Commission comprend les dépenses directes et les débours associés à une audience précise, ainsi qu'une portion des frais fixes de la Commission, dont les frais généraux et les traitements de son personnel.

Pour l'exercice 1991-1992, le budget de fonctionnement de la Commission était de 6,1 millions de dollars. De ce montant, 85 pour 100 seront récupérés en temps utile par l'entremise des ordonnances de coûts remises aux entreprises.

Commission de l'énergie de l'Ontario
Crédit/Poste 1404-1

Budget des dépenses 1991-1992 selon les catégories	**$**
Traitements et salaires	2 698 500
Avantages sociaux	519 400
Transports et communications	284 400
Services	2 249 200
Fournitures et matériel	392 100
Total affecté à la Commission de l'énergie de l'Ontario	**6 143 600**

Ventilation des dépenses pour 1991-1992	**$**
Budget des dépenses 1991-1992	6 143 600
Moins dépenses pour 1991-1992	4 671 219
Solde	1 472 381
Moins compensations reçues du Conseil du Trésor	19 700
Solde rajusté	**1 452 681**

Shamin Lila, adjointe aux finances, vérifie des factures.

Les audiences publiques sont l'un des principaux mécanismes qui permettent à la Commission de s'acquitter de son mandat. Les audiences publiques donnent également la possibilité de se faire entendre aux groupes et particuliers qui peuvent être touchés par les décisions et rapports de la Commission. La participation du public permet à la Commission de s'assurer que ses décisions sont justes et qu'elles tiennent compte des divers points de vue et intérêts. L'audience est un processus en douze étapes.

1 Début

Le processus est mis en branle :

- sur réception d'une demande;
- sur réception d'une demande de renvoi adressée par le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie ou le ministre des Richesses naturelles; ou
- lorsque la Commission décide d'étudier une question relevant de sa compétence.

2 Avis de présentation d'une demande

Les requérants doivent remettre à toutes les parties concernées et à tous les groupes publics intéressés l'avis de la Commission se rapportant à leur demande. Si la Commission décide de tenir une audience de sa propre initiative, c'est elle qui transmet l'avis à qui de droit. Lorsque l'audience porte sur une modification de tarif importante, la compagnie de gaz naturel fait d'ordinaire publier le texte de son avis de présentation de demande dans les quotidiens de la région touchée.

Lorsqu'une demande touche les habitants de certaines régions désignées par le gouvernement, tous les avis doivent également paraître en français dans des quotidiens de langue française. Si aucun quotidien de langue française n'est publié dans la région, l'avis doit paraître dans un hebdomadaire de langue française.

3 Interventions

Les groupes et les personnes qui désirent participer à une audience – les intervenants – doivent déposer un avis d'intervention décrivant les raisons pour lesquelles ils désirent être présents.

Avant 1989, les participants pouvaient demander le remboursement de leurs frais de participation à l'issue de l'audience. La *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants*, qui est entrée en vigueur le 1er avril 1989, permet aux intervenants de demander une indemnisation avant la tenue de l'audience. Un comité de financement constitué par la Commission décide si les requérants sont admissibles à cette aide et, le cas échéant, fixe le montant qui leur sera versé. Les participants peuvent continuer à demander le remboursement de leurs frais à la clôture de l'audience, comme par le passé.

4 Avis d'audience

Lorsque la Commission a déterminé la nature et la portée de l'audience, elle demande au requérant d'aviser toutes les parties concernées de l'heure et du lieu où elle se déroulera.

5 Documentation préparatoire

Afin de permettre à toutes les parties d'étudier la documentation relative à la demande, le requérant doit remettre les documents à l'appui de sa demande de deux à trois mois avant le début de l'audience. Le personnel de la Commission et les intervenants peuvent également demander à l'entreprise de services publics de répondre à des questions par écrit avant la tenue de l'audience. Ils peuvent aussi présenter leurs propres arguments pour étayer leur position lors de l'audience.

Lorsque la demande porte sur la construction de pipelines, elle est d'abord étudiée par le Comité ontarien de coordination des pipelines. Par conséquent, les documents préparatoires doivent indiquer le tracé choisi et être accompagnés d'études portant sur les répercussions environnementales prévues.

6 Ordonnances de procédure

La Commission peut émettre des ordonnances de procédure se rapportant expressément à l'affaire à l'étude. Entre autres, ces ordonnances peuvent fixer la date de l'audience ou prévoir la date limite avant laquelle certaines formalités doivent être accomplies, telles que le dépôt de preuves justificatives, l'envoi de questionnaires et la communication des résultats de ces questionnaires. L'ordonnance de procédure peut également prévoir une liste des questions à aborder lors de l'audience.

7 Règlement négocié des conflits

Au cours de l'exercice, les parties organisent des réunions préalables aux audiences publiques ou des conférences techniques afin de dresser des listes de questions à débattre et de négocier les solutions proposées pour régler les problèmes. Ces propositions sont soumises à la Commission avant les dépositions verbales. Dans ses conclusions sur les questions en jeu, la Commission évalue les « solutions » proposées ainsi que les pièces à l'appui de celles-ci.

8 Journée des questions liminaires et de procédure

Avant le début de l'audience, les représentants de la Commission peuvent entendre des dépositions au sujet des questions de procédure, de la liste des questions à débattre, d'une proposition de règlement ou de la démarche qui sera suivie pendant l'audience.

9 Audience

La Commission s'assure que les preuves présentées sont suffisantes, qu'elles ont été vérifiées et qu'elles sont versées au dossier, de façon à rendre sa décision en connaissance de cause. C'est le requérant qui présente d'abord son argumentation, en produisant des preuves écrites et en faisant comparaître des témoins. Les intervenants et l'avocat de la Commission interrogent ensuite les témoins et peuvent eux aussi faire entendre leurs propres témoins. Ces derniers peuvent être contre-interrogés par le requérant et par les autres intervenants. Lorsque toutes les preuves ont été présentées, chaque partie peut récapituler les faits dans une plaidoirie écrite ou verbale, selon les directives de la Commission.

Les preuves déposées par anticipation, les plaidoiries et les transcriptions des délibérations qui ont eu lieu à l'audience sont tenues à la disposition du public au bureau de la Commission, à Toronto.

10 Décisions et rapports de la Commission

Selon que l'audience résulte d'un renvoi, d'une demande ou d'un avis de la Commission, cette dernière doit présenter un résumé de ses délibérations dans un document intitulé « Rapport », ou « Décision et motifs ». Ce document porte sur les questions soulevées lors de l'audience et énonce les recommandations et les conclusions de la Commission, avec raisons à l'appui. Sa publication peut exiger plusieurs semaines ou même plusieurs mois, selon la complexité de l'affaire en cause. On peut se procurer des exemplaires de ce document, contre paiement d'une somme modique, à la librairie du gouvernement de l'Ontario, 800, rue Bay, à Toronto. La Commission en remet des exemplaires aux personnes ayant participé à l'audience.

Dans la plupart des affaires étudiées à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, les parties concernées ne sont pas tenues de se conformer aux recommandations de la Commission. Le ministre concerné ou le lieutenant-gouverneur en conseil décide s'il doit ou non y donner suite. Toutefois, lorsqu'il s'agit d'un renvoi de la part du ministre des Richesses naturelles au sujet d'un permis de forage, le ministre doit se conformer aux recommandations de la Commission.

11 Ordonnance de la Commission

Une ordonnance de la Commission est un document juridique sommant les parties citées de mettre à exécution la décision de la Commission. Elle a force exécutoire.

12 Révision et appel

On peut interjeter appel d'une décision ou d'une ordonnance de la Commission comme suit :

- en demandant à la Commission d'annuler ou de modifier son ordonnance;
- en adressant une pétition au lieutenant-gouverneur en conseil;
- en interjetant appel de l'ordonnance de la Commission devant la Cour divisionnaire sur une question de droit ou de compétence juridique;
- en demandant à la Cour divisionnaire de procéder à une révision judiciaire de la décision de la Commission.

Creusement de la tranchée du tronçon sud du pipeline de Consumers Gas à Mississauga.

Tous les cas traités suite à des demandes ou à des renvois ou à l'initiative de la Commission durant l'exercice se terminant le 31 mars 1992 figurent ci-après. Figurent également dans ces tableaux des cas traités dans le courant de l'exercice 1992 bien que datant d'années antérieures.

Type de cas	N° de dossier	Requérant	Objet
Demandes de révision des tarifs de transport/distribution de gaz naturel			
EBRO	392	Wellandport Gas	Tarifs pour l'exercice 1992
EBRO	461	Algoma Steel	Tarifs spéciaux – Centra
EBRO	466	Tecumseh	Tarifs pour l'exercice 1991
EBRO	467	Centra	Tarifs pour l'exercice 1991
EBRO	471	Produits forestiers Canadien Pacifique Ltée	Tarifs spéciaux – Centra
EBRO	473	Consumers Gas	Tarifs pour l'exercice 1992
EBRO	474	Centra	Tarifs pour l'exercice 1992
EBRO	475*	Domtar Inc.	Tarifs spéciaux – Centra
EBRO	476-01	Union	Tarifs provisoires – exercice 1993
EBRO	476*	Union	Tarifs pour les exercices 1993 et 1994
EBRO	477*	Cardinal Power	Tarifs spéciaux – Centra
EBRO	478*	Union	Tarif de stockage réservoir bloc « A » de Dow-Sarnia
EBRO	479*	Consumers Gas	Tarifs pour l'exercice 1993
Renvoi de la part du ministre de l'Énergie au sujet d'Ontario Hydro			
HR	20	Ontario Hydro	Tarifs de vente en gros d'électricité – exercice 1992
Audience générale			
EBO	169	Proposition de la Commission	Planification intégrée des ressources en gaz
Construction de pipelines et expropriations			
EBLO	231	Consumers Gas	Ville de Deep River
EBLO	238	Consumers Gas	Raccordement sud – Mississauga
EBLO	239	Union	Réservoir de stockage bloc « A » de Dow-Sarnia
EBLO	240*	Union	Agrandissement des installations de Trafalgar en 1992
EBLO	241*	Consumers Gas	Pipeline de renforcement Metro West
EBLO	242*	Cardinal Power	Village de Cardinal
EBLO	243*	Union	Réservoir de stockage Edys Mills
Nouvelles concessions et certificats d'intérêt public et de nécessité			
EBA 591 / EBC 193		Consumers Gas	Canton de Rolph, Buchanan, Wylie et McKay
EBA 592 / EBC 194		Consumers Gas	Ville de Deep River
EBA 595 / EBC 195		Consumers Gas	Village de Lakefield
EBA 627 / EBC 198*		Cardinal Power	Village de Cardinal
EBA 628 / EBC 199*		Centra	Canton de Beardmore
Renouvellement des accords de concession			
EBA	607	Union	Canton de Glanbrook
EBA	608	Union	Municipalité régionale de Haldimand Norfolk
EBA	609	Union	Ville de Haldimand
EBA	610	Union	Canton de Norfolk
EBA	611	Union	Canton de Woolwich

*Cas en suspens au 31 mars 1992

Type de cas	N° de dossier	Requérant	Objet
Renouvellement des accords de concession			
EBA	612	Union	Canton de Delhi
EBA	613	Union	Ville de Dunnville
EBA	614	Union	Ville de Brantford
EBA	615	Union	Ville de Nanticoke
EBA	616	Union	Ville de Simcoe
EBA	617	Union	Ville d'Ancaster
EBA	618	Union	Ville de Stoney Creek
EBA	619	Centra	Canton de Glackmeyer
EBA	620	Centra	Canton de Coleman
EBA	621	Union	Ville de Harrow
EBA	622	Union	Canton de Colchester North
EBA	623	Union	Canton de Colchester South
EBA	624	Centra	Canton de Dymond
EBA	625	Union	Canton de South West Oxford
EBA	626	Union	Canton d'Enniskillen
Autres rapports			
EBO	171	Consumers Gas	Acquisition d'actions d'Imperial Oil dans Tecumseh et d'autres actifs connexes
EBO	172	Union	Désignation du réservoir de stockage de Dow-Sarnia autorisations
EBO	173*	Consumers Gas	Fusion de Tecumseh et de Consumers Gas
EBO	174*	Union	Réservoir d'Edys Mills – désignation et autorisation
Rapport au ministre des Richesses naturelles sur les permis de forage de puits			
EBRM	101	Union	Réservoir de stockage bloc « A » Dow-Sarnia
EBRM	103*	Union	Réservoir d'Edys Mills
Exemptions relatives à des pipelines			
PL	78*	Consumers Gas	Ligne Oshawa-Pickering
Ordonnances de comptabilité uniforme			
UA	87	Centra	Ouverture d'un compte de report – Comptes de la société Algoma Steel
UA	88	Centra	Révision de la règle de l'installation minimale
Autorisations pour les activités en cours			
EBRLG	28-B	Union	Transfert de la dette fiscale (partie VI.1, demande de 1991) Union Energy Inc.
EBRLG	28-C*	Union	Transfert de la dette fiscale (partie VI.1, demande de 1992) Union Energy Inc.
EBRLG	34-02	Centra	Prêt à une société contrôlée par le personnel
EBRLG	35-05	Consumers Gas	Acquisition des actions de Tecumseh et d'actifs connexes détenus par Imperial Oil
EBRLG	35-06	Consumers Gas	Transaction avec société affiliée – proposition d'assurance tous risques – British Gas Insurance Company Limited
EBRLG	35-07	Consumers Gas	Transaction avec société affiliée – Rose Technology Limited
EBRLG	35-08*	Consumers Gas	Transaction avec société affiliée – services de gestion
EBRLG	35-09*	Consumers Gas	Transaction avec société affiliée – Telesis Oil & Gas

*Cas en suspens au 31 mars 1992

Le rapport qui suit résume les activités les plus importantes de la Commission du 1er avril 1991 au 31 mars 1992.

DEMANDES RELATIVES AUX TARIFS DU GAZ NATUREL

Wellandport Gas Company Limited

Demande relative aux tarifs principaux – exercice 1992 EBRO 392

Depuis sa première demande le 18 novembre 1982, les tarifs de *Wellandport Gas Company Limited* (Wellandport) ont chaque année été approuvés à titre provisoire par la Commission, sans tenir d'audience. La dernière approbation de cette sorte a été donnée en vertu de l'ordonnance provisoire EBRO 392-9 du 28 mars 1991, qui avait pour objet de reconduire les tarifs alors en vigueur jusqu'au 31 mars 1992.

Le 23 septembre 1991, Wellandport a déposé auprès de la Commission une demande d'approbation finale de ses tarifs de vente de gaz. Dans sa demande, Wellandport réclamait la conclusion finale de la première demande et l'émission par la Commission d'une ordonnance confirmant les tarifs fixés jusqu'à ce jour à titre provisoire. Wellandport, qui ne formulait pas de demande de majoration, a en conséquence prié la Commission de renoncer à la détermination de son assiette des tarifs. La Commission a entendu la demande en question le 18 décembre 1991, à Toronto. Le 31 décembre 1991, la Commission a estimé qu'il n'y avait aucun besoin de réviser les tarifs provisoires pratiqués par Wellandport.

Wellandport est une société privée dont le siège se situe à Dunnville (Ontario) et dont l'activité consiste à produire, à transporter, à distribuer et à vendre du gaz naturel à environ 157 clients. Du fait que Wellandport fournit beaucoup moins de trois millions de mètres cubes par an, cette compagnie n'est plus soumise aux dispositions de l'article 19 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario.*

Les conseillers techniques Randy Pugh et Paul Vlahos.

Algoma Steel Corporation

Demande relative aux tarifs spéciaux – Centra EBRO 461

Le 4 mai 1990, *Algoma Steel Corporation* a déposé auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario une demande de tarif concurrentiel d'évitement qui serait facturé par Centra à Algoma pour ses services de transport et de livraison de gaz. Algoma a formulé une demande de tarif de 2,27 $ les 1 000 m^3 pour une période de cinq ans à compter du 1er juin 1989.

La Commission a tenu une audience conjointe sur la demande d'Algoma et sur celle de Centra concernant ses tarifs principaux pour l'exercice 1991. La partie de l'audience consacrée à la demande d'Algoma, ouverte le 29 janvier 1990, a duré deux jours. Dans sa décision, la Commission n'a pas considéré Algoma comme un candidat crédible à l'évitement. Cette crédibilité a été évaluée notamment en fonction de la capacité financière d'Algoma d'assumer la construction de son propre pipeline et en fonction de sa capacité d'obtenir de TSPL un approvisionnement suffisant en gaz.

La Commission a cependant estimé qu'*Algoma Steel Corporation* pouvait déposer une demande de réouverture d'audience si elle avait de nouvelles pièces à présenter à l'appui de ses rapports financiers et de ses arrangements avec TCPL à tout moment de l'année 1991.

Le 2 janvier 1992, *Algoma Steel Corporation* a déposé une demande à cet effet. À la fin de l'exercice, la compagnie n'avait pas déposé de nouvelles pièces à l'appui de sa demande de réouverture d'audience.

Tecumseh

Demande relative aux tarifs principaux – exercice 1991 EBRO 466

Le 1er février 1990, Tecumseh a déposé auprès de la Commission une demande de majoration tarifaire pour son exercice se terminant le 31 mars 1991.

Dans sa décision, rendue le 23 mai 1991, la Commission a réduit l'assiette des tarifs de 3,675 millions de dollars et à approuvé un taux de rendement des actions ordinaires de 12,75 pour 100 pour un ratio d'endettement de 33,72 pour 100. Cette réduction de l'assiette des tarifs est imputable aux pertes d'exploitation du gaz non comptabilisées à la fin de l'exercice 1990, au coût de remplacement du gaz au cours des années précédentes et au rejet du plan d'amortissement proposé. La Commission a ordonné que tous les redressements de l'assiette des tarifs soient effectués au cours de l'exercice 1991 et en a interdit le recouvrement par le biais des tarifs. En ce qui concerne les pertes futures estimées, la Commission a approuvé la marge de 0,912 pour 100 du chiffre d'affaires annuel ou de 1,676 million de dollars proposée par Tecumseh pour compenser les pertes non comptabilisées d'exploitation du gaz.

Bill Tsotsos et David Mattews, deux membres du personnel technique, étudient une demande.

Centra

Demande relative aux tarifs principaux – exercice 1991 EBRO 467

Comme le mentionnait le rapport 1990-1991, Centra a déposé auprès de la Commission, le 3 août 1990, une demande de majoration tarifaire pour son exercice de 1991. La Commission a entendu les parties en novembre et décembre 1990 et en janvier 1991.

Dans sa décision du 22 mai 1991, la Commission a approuvé une assiette des tarifs de 486 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 décembre 1991, un taux de rendement des actions ordinaires de 13,75 pour 100 et un taux de rendement global sur l'assiette des tarifs de 12,19 pour 100. De plus, la Commission a approuvé les répercussions sur les coûts du gaz de l'accord intervenu entre Centra and *Western Gas Marketing Limited* (WGML), établissant les prix pour les trois années à venir à 2,10 $, 2,20 $ et 2,30 $ le gigajoule respectivement. La Commission a toutefois estimé qu'elle ne pouvait, à ce momnent-ci, autoriser les augmentations proposées des coûts de fourniture de gaz figurant dans l'échelle tarifaire de cette compagnie pour la deuxième et la troisième année de l'accord. La Commission a par ailleurs jugé appropriée la période de cinq ans proposée pour l'élimination progressive des différences entre les tarifs de la région de Fort Frances et ceux du reste du réseau de Centra.

Sommaire des données financières
Exercice 1991

	Demandé	Autorisé
	en millions de dollars	
Assiette des tarifs	486	486
Recettes de la compagnie	56	55
Insuffisance de recettes brutes	10	6
	en pourcentage	
Taux de rendement indiqué	11,59	11,47
Taux de rendement nécessaire	12,80	12,19
Ratio d'endettement	36,00	36,00
Taux de rendement des actions ordinaires	15,00	13,75

Produits forestiers Canadien Pacifique Ltée

Demande relative aux tarifs spéciaux – Centra EBRO 471

Le 21 septembre 1990, Produits forestiers Canadien Pacifique Ltée, un des clients de Centra, a déposé auprès de la Commission une demande d'approbation de tarif concurrentiel d'évitement pour son usine de pâte à papier de Dryden (Ontario). L'audience a débuté le 4 juin 1991.

Dans sa décision du 27 avril 1991, la Commission a énuméré les principes sur lesquels elle s'appuie pour évaluer une demande de ce type et a examiné les arguments de Produits forestiers Canadien Pacifique Ltée à la lumière de ces principes. La Commission a considéré que l'approbation éventuelle de ce tarif d'évitement impliquait un changement de la structure des coûts qui nuirait à l'intérêt général et qu'elle se devait de justifier une telle approbation en tenant compte d'autres facteurs que les intérêts légitimes mais limités du seul requérant. En l'absence d'arguments majeurs à l'effet que l'approbation du tarif d'évitement servait l'intérêt général, la Commission a rejeté la demande.

Consumers Gas

Demande relative aux tarifs principaux – exercice 1992 EBRO 473

Le 29 juin 1991, *Consumers Gas* a déposé auprès de la Commission une demande de majoration tarifaire pour son exercice 1992 tablant sur une insuffisance de recettes de 22,5 millions de dollars. L'insuffisance de recettes estimée a ensuite été portée à 32,6 millions de dollars en fonction de demandes d'assiette des tarifs de 1 884,7 millions de dollars, d'un taux de rendement des actions ordinaires de 14 pour 100 et d'un ratio d'endettement de 35 pour 100.

L'audience a duré 18 jours, du 15 octobre au 7 novembre 1991. Outre d'autres considérations de besoins de revenus, la Commission a entendu des preuves relatives au prix du gaz renégocié à 1,91 dollar le gigajoule pour l'approvisionnement de WGML pendant l'année contractuelle commençant le 1er novembre 1991. D'autres preuves ont été entendues relativement à la meilleure utilisation de la technologie informatique faite par *Consumers Gas* dans le cadre de ses activités. Dans sa décision du 14 février 1992, la Commission a approuvé une assiette des tarifs de 1 842,4 millions de dollars, un taux de rendement des actions ordinaires de 13,125 pour 100, un taux de rendement global du capital de 11,58 pour 100 et une insuffisance de recettes de 7,8 millions de dollars. Le 17 mars 1992, la Commission a assorti sa décision d'un addendum afin que la modification de l'imposition des revenus de *Consumers Gas* soit prise en compte. L'insuffisance de recettes de la compagnie a atteint 8,5 millions de dollars suite à ce redressement fiscal.

Sommaire des données financières
Exercice 1992

	Demandé	Autorisé
	en million de dollars	
Assiette des tarifs	1 844,7	1 842,4
Recettes de la compagnie	201,5	208,5
Insuffisance de recettes brutes	32,6	8,5
	en pourcentage	
Taux de rendement indiqué	10,92	11,34
Taux de rendement nécessaire	11,92	11,58
Ratio d'endettement	35,00	35,00
Taux de rendement des actions ordinaires	14,00	13,125

Centra

Demande relative aux tarifs principaux – exercice 1992 EBRO 474

Le 5 juillet 1991, Centra a déposé auprès de la Commission une demande de majoration tarifaire pour l'exercice commençant le 1er janvier 1992, calculée en fonction d'une insuffisance de recettes de 32,5 millions de dollars. Centra a également demandé à la Commission d'approuver ses nouveaux tarifs, à partir du 1er novembre 1991, de manière à tenir compte des répercussions sur les coûts du gaz de la seconde et de la troisième année de l'accord conclu en 1990 avec WGML, lequel avait été approuvé par la Commission dans EBRO 467.

Après la première déposition, Centra a négocié un prix de 1,98 $ le gigajoule pour la deuxième année de l'accord conclu avec WGML et a modifié son dossier de manière à tenir compte du prix moins élevé du gaz de même que d'autres changements survenus dans la structure de son capital et dans son taux de rendement. L'insuffisance de recettes a ainsi été établie à 19,9 millions de dollars pour un taux de rendement des actions ordinaires de 14,5 pour 100 et un ratio d'endettement de 38 pour 100, ce qui donne un taux de rendement global de 12,38 pour 100, qui a été appliqué à l'assiette des tarifs proposée de 512 millions de dollars.

L'audition des preuves a commencé le 28 octobre 1991 et s'est terminée après vingt jours, le 25 novembre 1991. Outre le personnel de la Commission, quatorze intervenants ont été entendus au cours de ces audiences. La ville de Fort Frances a fait valoir que l'introduction progressive des nouveaux tarifs coûterait cher dans la conjoncture économique actuelle et que la distinction faite entre les installations de transport et de distribution situées dans la ville n'était pas pertinente. D'autres parties ont contesté le redressement du prix du gaz, l'augmentation du ratio d'endettement et l'affectation proposée de 2,8 millions de dollars au compte de report d'Algoma.

À l'issue de l'exercice 1991, la Commission n'avait pas encore rendu sa décision.

Les ouvriers de Centra prolongent une conduite de dérivation du pipeline transcanadien dans la région de Sudbury.

Union

Demande relative aux tarifs provisoires – 1993 EBRO 476-01
Demande relative aux tarifs principaux – 1993 et 1994 EBRO 476
Dans le cadre de sa demande du 5 septembre 1991, *Union* envisageait une audience commune pour les exercices 1993 et 1994 devant permettre de fixer des tarifs justes et raisonnables pour la vente, la distribution, le transport et le stockage de gaz. Les pièces fournies préalablement, qui ne concernaient que l'exercice de 1993, prévoyaient un taux de rendement des actions ordinaires de 14,5 pour 100 et une insuffisance de recettes de 12,9 millions de dollars. Dans l'attente de la décision finale relativement à cette demande, *Union* a réclamé : des tarifs provisoires, l'approbation du coût moyen pondéré du gaz devant être intégré aux tarifs de l'exercice 1993 commençant le 1er avril 1992, l'affectation des soldes de comptes de report et le maintien de certains comptes de report.

Le règlement négocié des conflits a été inauguré à l'occasion de cette demande. Les parties ont tenu des réunions préalables aux audiences pour dresser la liste des questions à débattre et « négocier » les propositions de règlement.

Ces questions ont été définies au cours de la journée consacrée à l'exposé des problèmes, le 28 novembre 1991. Les parties ont convenu de maintenir le taux de rendement des actions ordinaires à 13,5 pour 100, niveau déterminé par la Commission dans EBRO 470, et le cas échéant de redresser ce taux en fonction du taux de rendement des actions ordinaires accordé par la Commission à *Consumers Gas* dans EBRO 473. Aucun redressement n'a en fait été nécessaire et l'insuffisance provisoire de recettes a par la suite été réduite à 4,2 millions de dollars.

Le 16 janvier 1992, les parties se sont rencontrées pour essayer de s'accorder sur les questions définies au cours de la journée consacrée à l'exposé des problèmes. Elles se sont entendues sur les projets de budgets d'investissement et de construction d'installations, sur les prévisions de

production, sur le coût de la dette et celui du gaz, mais n'ont pu en venir à un consensus sur les frais d'exploitation et d'entretien. Aucun des problèmes de répartition des coûts ou de conception tarifaire n'a pu être réglé. Les parties ont toutefois convenu de reporter un certain nombre de questions à l'audience sur les tarifs principaux de 1994. Un accord formel a été soumis à la Commission le 21 janvier 1992, jour des formalités. *Union* a modifié les pièces fournies préalablement en fonction des ententes conclues. Ceci a permis de réduire à nouveau l'insuffisance de recettes de 10,9 millions de dollars et de produire un surplus de recettes de 6,7 millions de dollars. Les pièces ont de nouveau été mises à jour par *Union* afin de tenir compte de sa proposition finale concernant les frais d'exploitation et d'entretien. Le surplus de recettes indiqué pour l'exercice 1993 a été de 8,9 millions de dollars.

L'audience a débuté le 29 janvier 1992 et s'est poursuivie pendant trois jours. L'argumentation finale ainsi que la réponse ont été entendus le 7 février 1992.

La décision, rendue le 10 mars 1992, stipulait que les tarifs devaient entrer en vigueur le 1er avril 1992, que le prix de l'approvisionnement en gaz devait être fixé à 101,817 $ les 1 000 mètres cubes et que tous les soldes de comptes de report accumulés au 31 mars 1992 devaient être éliminés grâce à un crédit unique proportionnel à la consommation réelle des clients au cours de l'exercice 1992.

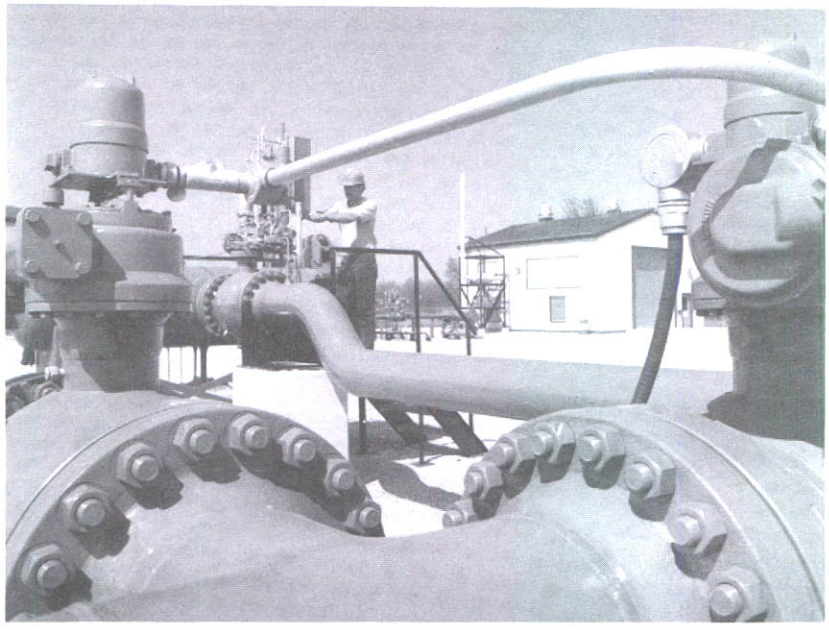
La Commission a accepté les pièces mises à jour portant sur l'importance du surplus de recettes de 8,9 millions de dollars et sur l'affectation proposée aux classes de tarifs. La Commission a toutefois estimé qu'une augmentation additionnelle de 2,5 millions de dollars du surplus de recettes était nécessaire puisque les frais d'exploitation et d'entretien étaient encore trop élevés, malgré les documents mis à jour présentés par *Union*. La Commission a décidé que la totalité du crédit de 2,5 millions de dollars serait attribuée aux consommateurs résidentiels et à ceux des secteurs commercial et industriel qui ne s'approvisionnent pas sur une base contractuelle afin de compenser la perte de 2,4 millions de dollars due à la méthodologie d'attribution d'*Union*.

La Commission prévoit entendre la demande relative aux tarifs principaux au début de 1993.

Sommaire des données financières
Exercice 1993

	Demandé	Autorisé
	en million de dollars	
Assiette des tarifs	1 661,7	1 661,4
Recettes de la compagnie	195,7	197,1
Insuffisance de recettes brutes/(surplus)	(8,9)	(11,4)
	en pourcentage	
Taux de rendement indiqué	11,78	11,86
Taux de rendement nécessaire	11,48	11,48
Ratio d'endettement	29,00	29,00
Taux de rendement des actions ordinaires	13,50	13,50

Du gaz naturel est injecté dans les réservoirs de Union Gas Limited au moyen de compresseurs portatifs.



EXAMEN DE LA DEMANDE D'ONTARIO HYDRO

Proposition relative aux tarifs de vente d'électricité en gros – exercice 1992 HR 20

Le 2 avril 1991, la ministre de l'Énergie a saisi la Commission de la demande présentée par Ontario Hydro de relever de 8,9 pour 100 ses tarifs de vente d'électricité en gros à compter du 1er janvier 1992. Cela représente une augmentation des besoins en revenus de 845 millions de dollars (pour un total de 8,024 milliards de dollars). D'après les prévisions, une somme de 189 millions de dollars devait provenir d'une augmentation des ventes primaires et le solde de 656 millions de dollars de la hausse des tarifs. L'augmentation des tarifs de 8,9 pour 100 devait produire un revenu net de 324 millions de dollars, soit 170 millions de dollars de moins que le niveau d'amortissement de la dette prévu par la loi, qui est de 494 millions de dollars.

Les changements de tarifs proposés devant s'appliquer aux entreprises municipales de services publics représentaient une augmentation moyenne de 8,9 pour 100, tandis que l'augmentation moyenne des tarifs s'appliquant aux clients industriels directs était estimée à 8,8 pour 100.

Le 5 juillet 1991, Ontario Hydro a présenté un dossier final mis à jour, mettant en évidence des besoins en revenus de 7 998 millions de dollars et une baisse du revenu net estimatif, qui passe de 324 millions de dollars à 210 millions pour l'exercice 1992. Avec la majoration tarifaire de 8,9 pour 100 demandée par Ontario Hydro, il faudrait retirer 289 millions de dollars du fonds de stabilisation des tarifs pour atteindre le nouveau niveau d'amortissement de la dette de 499 millions de dollars.

Le rapport de la Commission, publié le 26 août 1991, comportait vingt-six recommandations, au nombre desquelles une hausse de tarifs recommandée de 10,5 pour 100 calculée en fonction de besoins en revenus de 8 117 millions de dollars et d'un revenu net de 324 millions de dollars. La Commission a recommandé au ministre de l'Énergie de modifier l'article 20 de la *Loi sur la Société de l'électricité* pour que les conditions appliquées aux régimes de retraite soient conformes à la *Loi sur les régimes de retraite*, surtout

en ce qui concerne les restrictions s'appliquant à l'usage fait par Ontario Hydro de tout surplus de ses fonds de retraite.

Entre autres recommandations, on a suggéré à Ontario Hydro d'intégrer des mesures de contrôle des coûts aux programmes de productivité ainsi qu'aux programmes d'incitation financière axés sur le rendement des cadres, d'instaurer toutes les mesures possibles de réduction des coûts pour compenser les conséquences du niveau de revenu net recommandé par la Commission et de sérieusement envisager une vérification de la gestion. La Commission a également recommandé à Ontario Hydro d'augmenter son revenu net afin d'atteindre les niveaux visés pour l'année tarifaire 1994, comme elle s'était engagée à le faire. Pour ce qui est des autres recommandations, on conseille à Ontario Hydro de mettre au point un procédé permettant de mesurer l'efficacité du programme d'aide financière au secteur privé pour la production d'électricité et de s'atteler sans délai à la mise au point de programmes favorisant la substitution d'énergie afin d'en permettre la mise en oeuvre rapide dès que les lois à cet effet auront été adoptées. La Commission a également conseillé à Ontario Hydro d'examiner le fonctionnement de l'évaluation des coûts facturés aux consommateurs dans le cadre des programmes de gestion de l'énergie et d'envisager d'accorder plus d'importance aux gains d'économie de charge.

AUDIENCE GÉNÉRALE

Planification intégrée des ressources en gaz EBO 169

Dans sa décision du 9 avril 1990 (EBRO 462, projet pilote de *Union Gas Limited* 1991), la Commission de l'énergie de l'Ontario décidait de tenir une audience générale sur la planification de moindre coût des compagnies de gaz. La Commission indiquait qu'elle s'intéressait à la gestion de la demande dans le contexte d'une expansion des entreprises de services publics en Ontario. La Commission était également d'avis que la planification de moindre coût devrait prendre en compte les aspects environnementaux, de même que le programme de véhicules au gaz naturel et les efforts de limitation des fuites de gaz. Dans cette même décision, la Commission faisait état de son intention de consulter les compagnies de gaz de l'Ontario ainsi que les autres parties intéressées au sujet des modalités de l'audience générale.

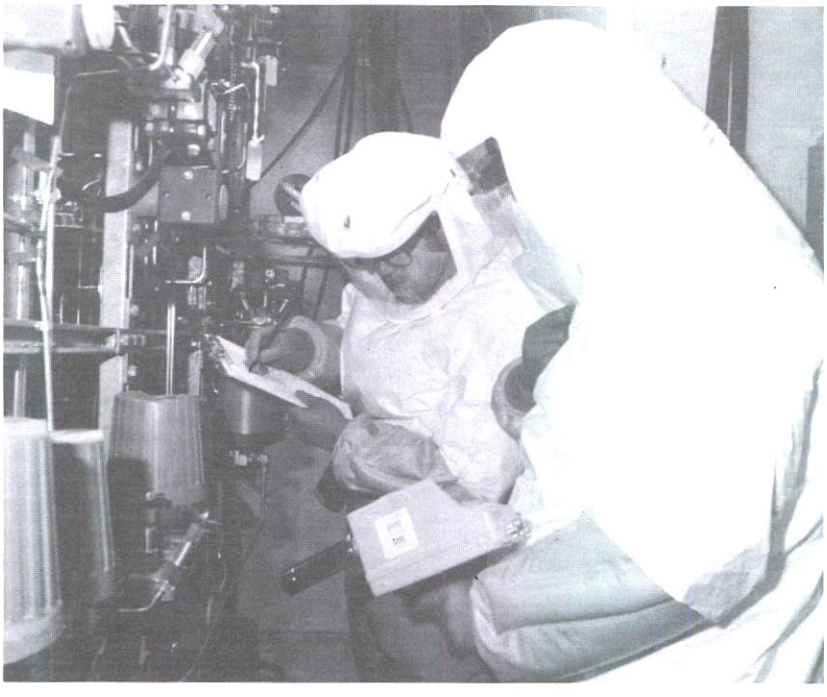
Suite à cette décision, une version provisoire de la liste des problèmes à traiter a été dressée en consultation avec les trois grandes compagnies de gaz de l'Ontario. Il a été décidé, dans le cadre de cette consultation, que l'objet de l'audience devrait être redéfini et renommé planification intégrée des ressources (PIR). Il s'agit en fait d'une méthode de planification visant à satisfaire à la demande estimative de gaz en combinant, au moindre coût, les facteurs suivants : stocks additionnels, économies d'énergie, amélioration de l'efficacité énergétique et techniques de gestion de la charge (intégration des ressources des côtés offre et demande). Ce processus de planification vise notamment à continuer de fournir un service fiable, à promouvoir l'égalité entre abonnés et à assurer un bon rendement du capital à la compagnie tout en tenant compte des problèmes environnementaux et en maintenant les coûts les plus bas, tant pour la compagnie que pour le consommateur.

La Commission a également fait savoir que l'enquête sur la planification intégrée des ressources débuterait par la publication d'un document de travail reprenant la liste des problèmes à traiter. Elle en a publié une ébauche le 18 juin 1991, invitant les intéressés à lui soumettre brièvement leurs observations. Elle a présenté le document définitif le 13 septembre 1991, sous le titre : « *Report on Gas Integrated Resource Planning* ». Ce rapport visait deux objectifs :

- détermination et discussion des principaux problèmes que soulève la mise en oeuvre possible de la planification intégrée des ressources;
- détermination et discussion des principaux problèmes reliés à la mise en oeuvre et à la portée de la planification intégrée des ressources.

La Commission a invité les parties intéressées à répondre par écrit au document de travail. Plusieurs intervenants, y compris les trois compagnies de gaz et différents groupes environnementaux et autochtones, ont fait parvenir leurs commentaires écrits avant le 28 février 1992.

La Commission tiendra, au cours de l'été 1992, des conférences de nature technique sur les problèmes de demande afin de préciser la position des parties et, si possible, réaliser un consensus entre les parties en présence. Les résultats de ces conférences seront exposés préalablement à la plaidoirie verbale, qui devrait se tenir à l'automne 1992.



Les ouvriers de la centrale nucléaire n° 4 d'Ontario Hydro à Pickering portent des combinaisons anti-radiation.

DEMANDES RELATIVES À DES INSTALLATIONS

Consumers Gas

Ville de Deep River EBLO 231, EBA 592 / EBC 194
Canton de Rolph, Buchanan, Wylie et McKay EBA 591 / EBC 193

En 1989, *Consumers Gas* a déposé auprès de la Commission une demande d'autorisation de construction d'un pipeline et d'installations connexes pour alimenter en gaz la ville de Deep River et le canton de Rolph, Buchanan, Wylie et McKay. Cette compagnie a également demandé des certificats d'intérêt public et de nécessité et l'approbation des conditions des nouveaux accords de concession, dans le but de desservir les résidents des deux municipalités.

La Commission a tenu une audience publique sur ces demandes, qui a débuté le 26 avril 1990. Elle a fait connaître sa décision motivée provisoire le 18 juin 1990. Elle n'a pas, à cette date, rendu de décision finale en raison des réserves exprimées quant à la viabilité économique du projet, mais elle a offert à *Consumers Gas* de reprendre l'audience sur les demandes lorsque la compagnie pourrait présenter de nouvelles preuves à l'appui du financement de ce projet. Le coût des installations étant de 1,1 million de dollars, la Commission a estimé qu'une somme de 400 000 dollars devait encore être réunie avant que le projet puisse démarrer. Le délai accordé par la Commission préalablement à la reprise de l'audience et à la décision finale sur les demandes arrivait à son terme le 31 décembre 1990. Au mois de décembre 1990, *Consumers Gas* a sollicité une prolongation de ce délai du 31 décembre 1990 au 30 juin 1991. La Commission a repris l'audience le 17 janvier 1991 pour entendre les dépositions à l'appui de la demande de la compagnie. Dans sa décision motivée du 23 janvier 1991, la Commission a accordé la prolongation demandée.

Le 6 mai 1991, *Consumers Gas* a soumis un plan de financement qui prévoyait que la compagnie prêterait aux nouveaux clients le montant voulu pour permettre la construction. Le prêt devait être remboursé grâce à un versement mensuel fixe prélevé lors du raccordement des clients au réseau. La compagnie prévoyait que, grâce au nombre de clients susceptibles de se raccorder au réseau, le prêt pourrait être remboursé en dix ans.

Dans sa décision du 28 juin 1991, la Commission a approuvé les dispositions proposées par la compagnie et a estimé que le projet était économiquement viable. En outre, la Commission a approuvé les conditions spécifiées dans les demandes de certificats d'intérêt public et de nécessité. Elle a par ailleurs approuvé les demandes d'ordonnances approuvant les conditions des accords de concession pour l'exploitation du gaz tels que définies dans les règlements adoptés par les conseils municipaux de Deep River et du canton concerné. La Commission a toutefois reporté la question des taux applicables au prêt à la prochaine demande de *Consumers Gas* relative aux tarifs.

Consumers Gas

Raccord sud – Mississauga EBLO 238

Le 30 novembre 1990, *Consumers Gas* a déposé auprès de la Commission une demande d'autorisation de construire 23 kilomètres de gazoduc NPS 36 et 11 kilomètres de gazoduc NPS 24 passant par Milton, Mississauga et Etobicoke. Les problèmes de sécurité d'approvisionnement et de sécurité d'exploitation ont été au centre des débats. Dans sa décision du 4 juin 1991, la Commission a rejeté cette demande parce que *Consumers Gas* n'avait pu prouver que la construction de ces pipelines répondait à un besoin urgent. De nouvelles pièces ont été versées au dossier et la compagnie a soumis une nouvelle demande. La Commission a réouvert le dossier et approuvé la construction des gazoducs le 2 juillet 1991.

DEMANDES DE PERMIS DE STOCKAGE DE GAZ ET DE FORAGE

Union

Réservoir bloc « A » de Dow-Sarnia EBLO 239, EBO 172, EBRM 101
Le 14 mai 1991, *Union* a déposé une série de demandes d'obtention de diverses autorisations pour l'aménagement et l'exploitation d'un secteur de stockage de gaz naturel connu sous le nom de réservoir bloc « A » de Dow-Sarnia. Union a également demandé l'autorisation à la Commission de construire des pipelines de collecte pour le stockage de gaz, ainsi qu'un pipeline de transport et des installations de compression et de mesure pour l'exploitation du réservoir de stockage. Le 4 juin 1991, la Commission a reçu un renvoi du ministre des Richesses naturelles demandant à la Commission d'examiner une demande simultanée d'*Union*, datée du 20 mars 1991, pour l'obtention d'un permis de forage dans le réservoir « A » de Dow.

La Commission a tenu une audience les 4, 5 et 6 septembre 1991 à Sarnia (Ontario). La compagnie a fait valoir la nécessité d'ouvrir d'autres puits afin de pouvoir exploiter efficacement le réservoir de gaz naturel « A » de Dow. La Commission a recommandé au ministre des Richesses naturelles d'accorder à *Union* les permis de forage de puits dans le réservoir « A » de Dow, sous réserve que la compagnie respecte les conditions d'approbation et, notamment, réduise les effets néfastes du forage et de la construction des puits sur l'environnement. La Commission a en outre accordé l'autorisation à la compagnie de construire les installations nécessaires à l'exploitation efficace du réservoir de stockage de gaz.

Environ 60 kilomètres de pipeline de 48 pouces de diamètre ont été installés durant l'été 1991 par Union Gas pour prolonger son pipeline de Milton au Canton de Dawn.

NOUVEAUX ACCORDS DE CONCESSION ET CERTIFICATS

Consumers Gas

Village de Lakefield EBA 595 / EBC 195

Dans sa décision du 7 octobre 1991, la Commission a approuvé les conditions d'un accord de concession entre *Consumers Gas* et le village de Lakefield. En accordant ce certificat, la Commission a toutefois attiré l'attention sur le fait que la décision d'étendre le service à Lakefield dépendrait de l'exactitude des prévisions de clientèle au cours des premières années du projet. Elle a enjoint à *Consumers Gas* d'inclure dans son rapport sur les tarifs les prévisions et le compte des dépenses et des revenus réels après un an d'exploitation. La Commission a en outre limité la durée de validité du certificat à vingt-quatre mois dans le cas où la compagnie ne construirait pas les installations destinées à desservir la communauté.

Une conduite est placée dans la tranchée du tronçon sud du pipeline de Consumers Gas à Mississauga.

AUTRES RAPPORTS

Consumers Gas

Acquisition des actions de Tecumseh et d'autres actifs connexes détenus par Imperial Oil EBO 171, EBRLG 35-05

Le 28 décembre 1990, *Consumers Gas* s'est engagé à racheter d'*Imperial Oil* ses actions de Tecumseh ainsi que certains actifs connexes (concessions de ressources en gaz naturel et en pétrole et concessions de stockage) qui ne tombent pas sous la compétence de la Commission. Le 7 février 1991, *Consumers Gas* a déposé auprès de la Commission une demande d'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil d'acheter les actions et une demande d'autorisation de la Commission d'acquérir les actifs non reliés aux activités d'entreprises de services publics. La Commission a entendu la demande les 17 et 19 septembre 1991.

Dans son rapport du 10 décembre 1991, la Commission a recommandé au lieutenant-gouverneur en conseil d'approuver l'achat des actions, étant donné que cette transaction ne nuirait pas à l'intérêt public. La Commission a également fait savoir que *Consumers Gas* serait autorisé à acquérir les actifs

d'Imperial Oil non reliés aux activités d'entreprises de services publics, sous réserve de l'approbation de l'achat des actions par le lieutenant-gouverneur en conseil. La Commission a estimé que l'aménagement d'autres lieux de stockage dans le Sud-Ouest de l'Ontario servirait l'intérêt public et que l'achat ne compromettrait pas la position financière de *Consumers Gas*.

INDEMNITÉS

En vertu de la *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants*, la Commission est habilitée à fournir une aide financière aux intervenants avant la tenue des audiences. Cette loi permet à certaines parties, pourvu qu'elles remplissent certaines conditions, de participer à une audience même si elles ne disposent pas des moyens financiers nécessaires. Avant la promulgation de cette loi, la Commission ne pouvait rembourser les dépenses qu'à la conclusion de l'audience.

Les personnes qui, en réponse aux avis de la Commission, indiquent qu'elles ont besoin de l'aide financière consentie aux intervenants, reçoivent une trousse d'information contenant une demande formelle d'aide financière. Une fois que les demandes dûment remplies ont été renvoyées à la Commission, cette dernière annonce une audience d'aide financière. Celle-ci est menée par un seul membre de la Commission choisi parmi les membres qui ne participeront pas à l'audience de la demande.

Aide financière accordée aux intervenants du 1er avril 1991 au 31 mars 1992

Type de cas	N° de dossier	Candidat requérant	Nombre de demandes	Montants demandés	Montants accordés
Demandes relatives aux tarifs de gaz					
EBRO	473	Consumers Gas	2	172 517 $	101 220 $
EBRO	474	Centra	3	263 241 $	117 590 $
Renvoi du ministre de l'Énergie relativement aux tarifs					
HR	20	Ontario Hydro	3	149 194 $	64 838 $
Audience générale sur la planification intégrée des ressources de gaz					
EBO	169	Consumers Gas } Union } Centra }	10	575 875 $	308 768 $
Construction de pipelines et expropriations					
EBLO	239	Union	1	9 100 $	0 $
EBLO	241	Consumers Gas	1	73 867 $	37 215 $
TOTAL			20	1 243 794 $	629 631 $

Au cours de l'exercice 1992, vingt demandes d'aide financière aux intervenants ont été présentées relativement à six audiences. La Commission n'a eu à traiter aucune demande d'aide financière supplémentaire du 1er avril 1991 au 31 mars 1992. Parmi ces vingt demandes d'aide financière, treize, soit 65 pour 100, ont été acceptées. Le total des sommes versées aux treize intervenants en question a atteint près de 629 600 $, alors que les demandes atteignaient un total de 1 243 800 $.

Le montant de ces demandes, qu'elles aient été ou non acceptées, se situait dans une fourchette de 3 000 $ à 155 500 $, la moyenne étant de 62 200 $. Les montants effectivement accordés sont nettement en-deçà de ces chiffres, puisqu'ils se situaient dans une fourchette de 15 600 $ à 83 200 $. En moyenne, ils ont été de 43 400 $ par demande acceptée.

L'article 28 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* autorise la Commission à fixer et à réclamer, à son gré, les frais d'audience et les frais connexes engagés pour toute audience tenue par celle-ci. En juin 1985 (EBO 116), la Commission a défini les conditions à remplir pour avoir droit à une indemnisation. Les indemnités versées correspondent au remboursement des frais engagés dans des limites raisonnables par les intervenants pour participer aux audiences. Elles sont sujettes à l'examen d'un évaluateur de la Commission et tiennent compte de toute aide financière accordée, le cas échéant, avant la tenue de l'audience.

Au cours de l'exercice 1992, la Commission a émis dix-sept ordonnances d'indemnisation des intervenants pour neuf affaires différentes en vertu de ses prérogatives d'indemnisation des intervenants à la conclusion des audiences. Le montant total des indemnités versées pendant l'exercice 1992 se chiffrait à 202 970 $. À l'issue de l'exercice 1992, plusieurs demandes d'indemnisation étaient en suspens, à des stades de traitement plus ou moins avancés.

Assiette des tarifs : Montant investi par une entreprise de services publics dans les biens utilisés pour fournir les services, moins l'amortissement cumulé, plus le montant consacré au fonds de roulement et tout autre poste retenu par la Commission. L'assiette des tarifs peut également être nette d'impôts sur le revenu reportés et cumulés.

Besoins en revenus : Revenus que l'entreprise de services publics doit réaliser par l'entremise des tarifs pour amortir les coûts de service. Ces revenus sont calculés en tenant compte des dépenses permises de l'entreprise et du rendement permis sur l'assiette des tarifs.

Bp3 : Abréviation désignant un milliard de pieds cubes de gaz, soit l'équivalent de 28,328 millions de mètres cubes.

Comité ontarien de coordination des pipelines (COCP) : Comité interministériel présidé par un membre du personnel de la Commission de l'énergie de l'Ontario et formé de représentants des ministères du gouvernement de l'Ontario qui se sont collectivement engagés à réduire à un minimum les répercussions environnementales de la construction et de l'exploitation de pipelines. Le concept d'environnement, interprété au sens large, englobe l'agriculture, les parcs, les forêts, la faune, les ressources en eau, les ressources sociales et culturelles, la sécurité du public et les droits des propriétaires terriens.

Évitement : Non-utilisation du réseau de la compagnie locale de distribution pour le transport du gaz.

Exercice de référence : Période de douze mois consécutifs (en général, le prochain exercice financier complet de l'entreprise) pour laquelle des prévisions des revenus, des coûts, des dépenses et de l'assiette des tarifs sont examinées par la Commission afin d'établir les tarifs qui permettront à l'entreprise de services publics d'obtenir un taux de rendement raisonnable.

Gigajoule (GJ) : Unité de mesure du contenu énergétique des combustibles et carburants. Un abonné résidentiel typique utilise environ 130 gigajoules (GJ) par an pour chauffer sa résidence (un GJ d'énergie thermique représente environ 0,95 million de pieds cubes de gaz naturel).

GWh : Gigawatt-heure.

Interrogatoires par écrit : Demandes par écrit de renseignements complémentaires ou de clarification de renseignements déjà reçus.

Intervention : Avis d'intention de participer à une audience, dans lequel on indique les raisons pour lesquelles on s'intéresse aux délibérations. La personne ou le groupe qui en est l'auteur porte le nom d'intervenant.

NPS : Taille nominale de la conduite (*nominal pipe size* en anglais). Par exemple, NPS 24 désigne une conduite dont le diamètre extérieur est d'environ 610 mm, ou 24 pouces.

Ordonnance de la Commission : Document juridique régissant la mise à exécution d'une décision de la Commission. Les parties concernées doivent se conformer aux dispositions qu'il contient.

Plaidoirie : Étape finale de l'audience au cours de laquelle les participants résument leur position face aux diverses questions soulevées compte tenu des preuves présentées.